

**DISEÑO DE UN ALGORITMO QUE EVALÚE LA CALIDAD DE VAPOR  
INYECTADO EN EL SECTOR SUR DEL CAMPO TECA A PARTIR DE LA  
HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA (DTS)**

**CARLOS SEBASTIAN RAMIREZ DONCEL  
JUAN DAVID ROMERO HERNÁNDEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

**DISEÑO DE UN ALGORITMO QUE EVALÚE LA CALIDAD DE VAPOR  
INYECTADO EN EL SECTOR SUR DEL CAMPO TECA A PARTIR DE LA  
HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA (DTS)**

**CARLOS SEBASTIAN RAMIREZ DONCEL  
JUAN DAVID ROMERO HERNÁNDEZ**

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

**Director  
Juan Mario Aguas Ardila  
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

Ing. Carlos Espinosa  
Orientador

---

Ing. Adriana Ruiz  
Jurado 1

---

Ing. Juan Rengifo  
Jurado 2

Bogotá, agosto de 2017

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

**Presidente de la Universidad y Rector del Claustro**

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

**Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos**

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

**Vicerrectora Académica y de Posgrados**

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

**Secretario General**

Dr. JUAN CALOS POSADA GARCÍA-PEÑA

**Decano de la Facultad de Ingenierías**

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

**Director Programa de Ingeniería de Petróleos**

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

*A mi mamá y mi papá, quienes siempre estuvieron guiándome, depositando en mi toda su confianza; siempre dando buenos consejos en el momento oportuno y sobre todo su apoyo incondicional en todo mi proceso de formación personal y profesional, sin ellos no sería la persona que soy hoy en día, ni este proceso nunca hubiera sido posible.*

*A mis hermanos quienes puedo decir son mis mejores amigos, ellos estuvieron a mi lado dándome fortaleza en esta etapa de mi vida que está a punto de concluir.*

*A mi familia y amigos que de una manera u otra estuvieron presentes en esta etapa, aportando gratos momentos.*

*A todos ellos les dedico este proyecto de grado con mucho cariño y eterno agradecimiento.*

**Carlos Sebastian Ramirez Doncel**

*A Dios, a mi padre, a mi madre, a mis hermanos y para todos ustedes, LO LOGRAMOS.*

*Gracias*

***Juan David Romero Hernández***

## **AGRADECIMIENTOS**

A la empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S., por darnos la oportunidad de realizar este proyecto, brindándonos todos los recursos humanos, técnicos y financieros, necesarios para llevar a feliz término este proyecto.

A nuestro director el Ing. Juan Mario Aguas por compartir con nosotros todo su conocimiento, experiencia y su compromiso en todo momento para culminar de la mejor manera este proyecto de grado.

Al Ingeniero Ricardo Núñez; por el tiempo y apoyo incondicional en el desarrollo de este trabajo de grado.

A la Universidad de América, sus directivas, cuerpo docente y personal administrativo por todas las enseñanzas de vida y por capacitarnos para llegar a ser profesionales admirables en un futuro.

Al Ingeniero Carlos Alberto Espinosa, por su orientación, paciencia, tiempo y apoyo en la elaboración de este proyecto de grado.

A la Ing. María Ingenia Chamorro y al Dr. Pedro Pablo Moreno por su colaboración, interés y guía la elaboración de los capítulos geológico y financiero de este proyecto.



## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO TECA	28
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	28
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna estratigráfica del área	30
1.3.2 Estratigrafía de la cuenca	32
1.3.2.1 Formación Girón	32
1.3.2.2 Formación Los Santos	32
1.3.2.3 Formación Cumbre	32
1.3.2.4 Formación Rosablanca	32
1.3.2.5 Formación Paja	33
1.3.2.6 Formación Tablazo	33
1.3.2.7 Formación Simití	33
1.3.2.8 Formación La Luna	33
1.3.2.9 Formación Umir	34
1.3.2.10 Formación Lisama	34
1.3.2.11 Formación La Paz	34
1.3.2.12 Formación Esmeraldas	34
1.3.2.13 Formación Mugrosa	34
1.3.2.14 Formación Colorado	35
1.3.2.15 Grupo Real	35
1.3.2.16 Formación Mesa	35
1.3.3 Geología estructural	35
1.3.4 Geología del petróleo	36
1.3.4.1 Roca Generadora	36
1.3.4.2 Roca Reservorio	36
1.3.4.3 Migración	37
1.3.4.4 Roca Sello	37
1.3.4.5 Trampa	37
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TECA	37
1.4.1 Método de producción	38
1.4.2 Número de pozos	38
1.4.3 Producción Acumulada	38
1.4.4 Características del yacimiento	39
2. MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO	40

<b>2.1 MÉTODOS DE RECOBRO</b>	40
<b>2.1.1 Métodos Químicos</b>	41
<b>2.1.1.1 Polímeros</b>	41
<b>2.1.1.2 Inyección de surfactantes/polímeros</b>	42
<b>2.1.1.3 Inyección alcalina o cáustica</b>	43
<b>2.1.2 Métodos Miscibles</b>	45
<b>2.1.2.1 Inyección de Hidrocarburos</b>	45
<b>2.1.2.2 Inyección de CO<sub>2</sub></b>	46
<b>2.1.2.3 Inyección de Nitrógeno y gases inertes</b>	47
<b>2.1.3 Métodos Térmicos</b>	47
<b>2.1.3.1 Combustión In Situ</b>	48
<b>2.1.3.2 Inyección de vapor</b>	49
<b>3. HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA (DTS)</b>	54
<b>3.1 FIBRA ÓPTICA</b>	54
<b>3.1.1 Propagación de la luz</b>	55
<b>3.1.1.1 Ley de Snell</b>	55
<b>3.1.1.2 Ley de Reflexión</b>	56
<b>3.1.1.3 Efecto Raman</b>	56
<b>3.1.1.4 Principio de reflexión interna total</b>	57
<b>3.1.1.5 Atenuación</b>	57
<b>3.1.1.6 Dispersión</b>	58
<b>3.1.2 Tipos de fibra óptica</b>	58
<b>3.1.2.1 Según el modo de propagación del pulso de luz dentro del núcleo</b>	58
<b>3.1.2.2 Según la variación del índice de refracción en el núcleo</b>	58
<b>3.2 HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA (DTS)</b>	59
<b>3.2.1 Definición</b>	59
<b>3.2.2 Usos</b>	59
<b>3.2.3 Componentes de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura</b>	60
<b>3.2.3.1 Caja de instrumentación</b>	60
<b>3.2.3.2 Fibra óptica de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura</b>	61
<b>3.2.3.3 Protección mecánica de la fibra óptica</b>	62
<b>3.2.4 Funcionamiento</b>	62
<b>3.2.4.1 Pulso de luz</b>	63
<b>3.2.4.2 Tiempo de viaje y distancia a lo largo de la fibra</b>	64
<b>3.2.4.3 Resolución espacial y de muestreo</b>	64
<b>3.2.4.4 Espectro de luz dispersa</b>	65
<b>3.3 CONFIGURACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA (DTS)</b>	66
<b>3.3.1 Fibra óptica</b>	66
<b>3.3.2 Herramienta de monitoreo distribuido de temperatura</b>	67
<b>3.3.2.1 Recuperable</b>	67
<b>3.3.2.2 Semipermanente</b>	68

3.3.2.3 Permanente	70
3.4 USO DE LA HERRAMIENTA DTS EN CAMPO TECA	71
3.5 HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA FRENTE A OTRAS HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN	71
4. ALGORITMO QUE EVALÚA LA CALIDAD DE VAPOR INYECTADO	73
4.1 PÉRDIDAS DE CALOR	73
4.2 VARIABLES	74
4.2.1 Variables dependientes	74
4.2.2 Variables independientes	74
4.3 DESARROLLO DEL ALGORITMO	75
4.3.1 Condiciones iniciales	75
4.3.1.1 Conductividad térmica de la tierra	75
4.3.2 Cálculos iniciales	76
4.3.2.1 Función transitoria de calor	76
4.3.2.2 Gradiente geotérmico	77
4.3.3 Desarrollo del algoritmo	77
4.3.3.1 Calor latente de vaporización	78
4.3.3.2 Pérdidas de calor	78
4.3.3.3 Cálculo de la calidad de vapor	79
4.4 PRESENTACIÓN DEL ALGORITMO	80
5. SIMULACIÓN DEL ALGORITMO EN EL SOFTWARE GEOGRAPHIX	82
5.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE SIMULACIÓN	82
5.2 CREACIÓN DEL PROYECTO	83
5.3 MÓDULO WELL BASE	86
5.4 MÓDULO PRIZM	86
5.4.1 Visualización de la información	87
5.4.1.1 Log view	87
5.4.2 Carga de información	87
5.5 ALGORITMO QUE CALCULA LA CALIDAD DE VAPOR	91
5.5.1 Parámetros Pozo A	91
5.5.2 Parámetros Pozo B	92
5.5.3 Parámetros Pozo C	92
5.5.4 Report view	93
5.6 RESULTADOS ARROJADOS POR EL ALGORITMO	95
5.6.1 Resultados Pozo A	95
5.6.2 Resultados Pozo B	95
5.6.3 Resultados Pozo C	96
5.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS	96
5.7.1.1 Análisis de resultados del Pozo A	97
5.7.1.2 Análisis de resultados del Pozo B	97
5.7.1.3 Análisis de resultados del Pozo C	97
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	99

<b>6.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN</b>	99
<b>6.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN</b>	100
<b>6.2.1</b> Costos de mantenimiento preventivo de la herramienta DTS	101
<b>6.2.2</b> Costos totales	101
<b>6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS</b>	102
<b>6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA</b>	102
<b>6.5 CONCLUSIÓN FINANCIERA</b>	105
<b>7. CONCLUSIONES</b>	106
<b>8. RECOMENDACIONES</b>	108
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	109
<b>ANEXOS</b>	113

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
<b>Ecuación 1.</b> Ley de Snell.	55
<b>Ecuación 2.</b> Ley de reflexión.	56
<b>Ecuación 3.</b> Función transitoria de calor.	77
<b>Ecuación 4.</b> Gradiente geotérmico.	77
<b>Ecuación 5.</b> Calor latente de vaporización.	78
<b>Ecuación 6.</b> Pérdidas de calor en el pozo.	79
<b>Ecuación 7.</b> Calidad de vapor en cualquier punto del proceso.	79
<b>Ecuación 8.</b> Valor presente neto.	103

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Localización del Campo Teca.	29
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica de la Cuenca Del Valle Medio del Magdalena.	31
<b>Figura 3.</b> Métodos de recobro.	40
<b>Figura 4.</b> Representación esquemática de una inyección continua de vapor.	51
<b>Figura 5.</b> Representación esquemática de una inyección cíclica de vapor.	52
<b>Figura 6.</b> Componentes de la fibra óptica.	54
<b>Figura 7.</b> Ley de Snell.	55
<b>Figura 8.</b> Ley de reflexión.	56
<b>Figura 9.</b> Principio de reflexión interna total.	57
<b>Figura 10.</b> Configuración de caja de instrumentación.	60
<b>Figura 11.</b> Patrones de reflexión dentro de la fibra óptica.	61
<b>Figura 12.</b> Protección mecánica para fibra óptica usada en trabajos petroleros.	62
<b>Figura 13.</b> Movimiento del pulso dentro de la fibra óptica.	64
<b>Figura 14.</b> Espectro de luz dispersa.	66
<b>Figura 15.</b> Configuración de la fibra óptica en una herramienta DTS.	67
<b>Figura 16.</b> Herramienta DTS instalada de manera recuperable.	68
<b>Figura 17.</b> Herramienta DTS instalada de manera semipermanente con coiled tubing.	69
<b>Figura 18.</b> Herramienta DTS instalada de manera semipermanente con una línea dual de fibra óptica	70
<b>Figura 19.</b> Herramienta DTS instalada de permanente.	71
<b>Figura 20.</b> Pérdidas de calor durante un proceso de inyección de vapor.	74
<b>Figura 21.</b> Determinación de litologías por el registro GR.	76
<b>Figura 22.</b> Diagrama de flujo del algoritmo.	80
<b>Figura 23.</b> Algoritmo que evalúa la calidad de vapor en procesos de inyección de vapor	81
<b>Figura 24.</b> Diagrama de flujo del proceso de simulación.	82
<b>Figura 25.</b> Creación de un proyecto en Geographix.	83
<b>Figura 26.</b> New Project Wizard.	84
<b>Figura 27.</b> New Project Wizard.	84
<b>Figura 28.</b> New Project Wizard.	85
<b>Figura 29.</b> Módulo principal Geographix.	85
<b>Figura 30.</b> Well Base.	86
<b>Figura 31.</b> Templates.	87
<b>Figura 32.</b> Nuevo Template.	88
<b>Figura 33.</b> Template predeterminado.	88
<b>Figura 34.</b> Importación de datos.	89
<b>Figura 35.</b> Adecuación de las curvas.	89
<b>Figura 36.</b> Gráfica de curvas.	90
<b>Figura 37.</b> Registros.	90
<b>Figura 38.</b> Ingreso del algoritmo	91

<b>Figura 39.</b> Parámetros Pozo A.	92
<b>Figura 40.</b> Parámetros Pozo B.	92
<b>Figura 41.</b> Parámetros Pozo C.	93
<b>Figura 42.</b> Modificación del Report view.	93
<b>Figura 43.</b> Agregar una columna de datos al Report view.	94
<b>Figura 44.</b> Report view.	94
<b>Figura 45.</b> Report view del Pozo C.	98
<b>Figura 46.</b> Flujo de caja.	104
<b>Figura 47.</b> Flujo de caja neto.	104

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>pág.</b>
<b>Gráfica 1.</b> Producción acumulada del Campo Teca.	38
<b>Gráfica 2.</b> Resultados Pozo A.	95
<b>Gráfica 3.</b> Resultados Pozo B.	96
<b>Gráfica 4.</b> Resultados Pozo C.	96



## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Propiedades del fluido.	39
<b>Tabla 2.</b> Propiedades del yacimiento.	39
<b>Tabla 3.</b> Características de una inyección de polímeros.	42
<b>Tabla 4.</b> Requerimientos técnicos para inyección con polímeros.	42
<b>Tabla 5.</b> Características de una inyección de surfactantes/polímeros.	43
<b>Tabla 6.</b> Requerimientos técnicos para inyección de surfactantes/polímeros.	43
<b>Tabla 7.</b> Características de una inyección alcalina o cáustica.	44
<b>Tabla 8.</b> Requerimientos técnicos para inyección de alcalina o cáustica.	44
<b>Tabla 9.</b> Características de una inyección de Hidrocarburos.	45
<b>Tabla 10.</b> Requerimientos técnicos para inyección de hidrocarburos.	45
<b>Tabla 11.</b> Características de una inyección de CO <sub>2</sub> .	46
<b>Tabla 12.</b> Requerimientos técnicos para inyección de CO <sub>2</sub> .	46
<b>Tabla 13.</b> Características de una inyección de Nitrógeno y gases inertes.	47
<b>Tabla 14.</b> Requerimientos técnicos para inyección de Nitrógeno y gases inertes.	47
<b>Tabla 15.</b> Características de la Combustión In - Situ.	48
<b>Tabla 16.</b> Requerimientos técnicos para Combustión In - Situ.	49
<b>Tabla 17.</b> Características de la inyección de vapor.	50
<b>Tabla 18.</b> Requerimientos técnicos para una inyección continua de vapor.	51
<b>Tabla 19.</b> Requerimientos técnicos para una inyección cíclica de vapor.	53
<b>Tabla 20.</b> Usos de la Tecnología DTS.	59
<b>Tabla 21.</b> Parámetros de la fibra óptica usada por la DTS.	61
<b>Tabla 22.</b> Herramientas de medición de temperatura.	71
<b>Tabla 23.</b> Conductividad térmica según litología.	75
<b>Tabla 24.</b> Inversión inicial.	99
<b>Tabla 25.</b> Costos de inversión.	100
<b>Tabla 26.</b> Costos por servicio.	100
<b>Tabla 27.</b> Costos totales por servicio.	101
<b>Tabla 28.</b> Costos por mantenimiento de la herramienta DTS.	101
<b>Tabla 29.</b> Costos de operación.	102
<b>Tabla 30.</b> Ingresos.	102

## ABREVIATURAS

<b>°API:</b>	Grados API.
<b>° F:</b>	Fahrenheit.
<b>%R<sub>o</sub>:</b>	Reflectancia de la vitrinita.
<b>µm:</b>	Micrómetro.
<b>µ<sub>o</sub>:</b>	Viscosidad del crudo.
<b>Adim.:</b>	Adimensional.
<b>API:</b>	Sociedad americana de petróleo ( <i>American Petroleum Institute</i> ).
<b>Bopd:</b>	Barriles de petróleo por día.
<b>BTU:</b>	British temperatura unit.
<b>C.C.:</b>	Cordillera Central.
<b>CO<sub>2</sub>:</b>	Dióxido de carbono.
<b>cp:</b>	Centipoise.
<b>DTS:</b>	Herramienta de monitoreo distribuido de temperatura ( <i>Distributed Temperature Sensing</i> ).
<b>Fig.:</b>	Figura.
<b>ft:</b>	Pies.
<b>Gg:</b>	Gradiente geotérmico.
<b>GLP:</b>	Gas licuado de petróleo.
<b>h:</b>	Espesor de capa.
<b>HC:</b>	Hidrocarburo.
<b>hr:</b>	Horas
<b>In:</b>	Pulgada.
<b>K:</b>	Permeabilidad.
<b>Km<sup>2</sup>:</b>	Kilómetros cuadrados.
<b>m:</b>	Metros.
<b>md:</b>	Milidarcy.
<b>mm:</b>	Milímetros.
<b>nm:</b>	Nanómetros.
<b>OOIP:</b>	Petróleo original en sitio ( <i>Original Oil In Place</i> ).
<b>S<sub>o</sub>:</b>	Saturación de petróleo.
<b>TD.:</b>	Profundidad verdadera ( <i>true depth</i> ).
<b>T<sub>f</sub>:</b>	Temperatura de fondo.
<b>TOC:</b>	Contenido Orgánico Total ( <i>Total Organic Content</i> ).
<b>USD:</b>	Dólares norteamericanos.
<b>WOR:</b>	Relación agua – petróleo ( <i>Water Oil Relation</i> ).

## GLOSARIO

**ANTICLINAL:** es un pliegue que se forma en las rocas en forma de arco, en donde las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y posteriormente se disponen rocas cada vez más modernas.

**ARCILLOLITA:** es una roca sedimentaria de textura detrítica, cuyo tamaño de grano es menor de 0.004 mm; son producto de la diagénesis de la arcilla; es compacta y sin fisilidad.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de textura clástica, posee un tamaño de grano entre el rango de 2 a 0.006 mm. Este término hace alusión a la arena consolidada o a una roca compuesta principalmente por arena cuarzosa, su grado relativamente alto de porosidad y permeabilidad las convierte en buenas rocas almacenadoras.

**BASAL:** asociación extensa de rocas ígneas y metamórficas discordantes, recubiertas por sedimentos no metamorfizados.

**BASAMENTO:** corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos.

**BASCULAMIENTO:** inclinación de un bloque geológico, a la manera del movimiento de una báscula o balanza. Junto con el plegamiento, es responsable de la inclinación de los estratos.

**BATIAL:** zona que se extiende desde los 200 metros hasta los 2000 metros de profundidad, entre el zócalo de la plataforma continental y la zona abisal.

**CALIZA:** una roca sedimentaria carbonatada, con una textura granular fina a gruesa; compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y en ocasiones se encuentran en ella algunas trazas de minerales como arcilla, hematita y cuarzo.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es la representación gráfica de las unidades litológicas aflorantes en una región.

**CAMPO:** zona con abundancia de pozos de los que se extrae petróleo del subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

**CAMPO MADURO:** son aquellos que han alcanzado el pico máximo de su producción y han entrado en una etapa de declinación.

**CHERT:** roca sedimentaria de textura microcristalina rica en sílice, cuyos cristales tienen un tamaño inferior a 1 mm; aparece como capas de nódulos en las rocas sedimentarias que pueden contener pequeños fósiles.

**CONCORDANCIA:** contacto entre dos formaciones paralelas que se depositaron en un tiempo geológico consecutivo.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria de textura detrítica, formada mayoritariamente por clastos redondeados tamaño superior a de 2 mm. Está compuesta principalmente por cuarzo.

**CONTRATO DE ASOCIACIÓN:** esta modalidad de contrato implica que los riesgos y beneficios, por la exploración y explotación son compartidos entre las partes implicadas.

**CONTRATO DE CONCESIÓN:** en esta modalidad de contrato el operador recibe del Gobierno una zona para explorar y explotar recursos del subsuelo durante un período determinado, en contraprestación, el Gobierno recibe del operador el pago de una regalía.

**COSOLVENTE:** uno o más solventes en una mezcla, que juntos disuelven a un sólido.

**CUARCITA:** es una roca metamórfica de textura no foliada, por lo general proviene de una arenisca expuesta al metamorfismo de contacto o regional, que está compuesta casi en su totalidad por cuarzo.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** es una zona deprimida de la corteza terrestre de origen tectónico donde se acumulan sedimentos; Si las rocas presentes en la cuenca son expuestas a condiciones adecuadas de profundidad y duración de entierro, pueden generar hidrocarburos en esta.

**DIGITACIÓN:** condición según la cual la interfaz de dos fluidos, tales como petróleo y agua, rodea secciones del yacimiento a medida que se mueve y crea un perfil desigual.

**DISCONCORDANCIA:** contacto entre dos formaciones paralelas que no se tienen continuidad temporal.

**EFFECTO RAMAN:** es una dispersión inelástica de un fotón. Cuando la luz es dispersada de un átomo o molécula, la mayoría de los fotones son dispersados elásticamente. Los fotones dispersados tienen la misma energía (frecuencia) y, por lo tanto, la misma longitud de onda que los fotones incidentes.

**EPICONTINENTAL:** porción de mar u océano que está situado sobre la plataforma continental.

**ESTRATIGRAFÍA:** rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal; cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas.

**ESTRATIFICACIÓN CRUZADA:** depositación que se forma en el ambiente fluvial por cambios en las direcciones de corriente de agua.

**ESTUARINO:** brazo profundo y ancho con forma de embudo de un río en su desembocadura en el mar o en un océano.

**EVAPORITA:** roca sedimentaria de textura cristalina, cuyo tamaño de cristal es de mm; está se forma por la precipitación del agua salada en proceso de evaporación.

**FALLA:** es una fractura, generalmente plana, en el terreno a lo largo de la cual se han deslizado los dos bloques el uno respecto al otro, se producen por esfuerzos tectónicos.

**FALLA INVERSA:** tipo de falla formada cuando el bloque de falla se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

**FALLA NORMAL:** tipo de falla formada cuando el bloque de falla se desplaza en forma descendente, a lo largo de una superficie de falla, Dicho movimiento puede producirse a esfuerzos distensivos.

**FISIBLE:** propiedad de las rocas para dividir a lo largo de planos de debilidad en láminas delgadas.

**FLUVIAL:** ambiente de depositación en un canal o cauce del río, la llanura aluvial y los conos aluviales. Su energía proviene del flujo de la corriente y posee materiales desde bloque a arcillas.

**FORELAND:** es un tipo de cuenca estructural que se desarrolla adyacente y paralela a un sistema montañoso.

**FORMACIÓN:** es la unidad formal fundamental, esta puede ser de diversos espesores variables (metros a kilómetros), que estratigráficamente es divisible en base a sus características litológicas.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su

prospección. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas potenciales.

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** disciplina científica que se ocupa del estudio de la deformación de la corteza tanto a escala pequeña como a gran escala.

**GLAUCONITA:** es un mineral silíceo verde que se encuentra en las rocas sedimentarias y se forma en las plataformas continentales, que se caracteriza por la tasa de sedimentación lenta y la presencia de material orgánico.

**GRABEN:** también llamada fosa tectónica, es una larga depresión limitada en ambos lados por fallas normales paralelas, que dejan bloques elevados y entre los cuales el terreno se ha hundido por fuerzas internas.

**GRUPO:** es la unidad de rango superior, que contiene dos o más formaciones asociadas continuas.

**HIDROCARBURO:** compuesto de tipo orgánico que surge al combinar átomos de hidrógeno con otros de carbono.

**IN – SITU:** en el sitio.

**ÍNDICE DE REFRACTACIÓN:** es una medida que determina la reducción de la velocidad de la luz al propagarse por un medio.

**LIMOLITA:** es una roca sedimentaria de textura clástica, tiene un tamaño de grano en el rango de 0.004 a 0.006 mm y está compuesta principalmente por Limo, es algo áspera al tacto.

**LODOLITA:** es un tipo de roca sedimentaria de textura clástica, que cuenta con un tamaño de grano de lodo entre 0.004 a 0.006 mm; está formada por una mezcla de arcilla y limo, que al litificarse no presenta fisilidad.

**LUTITA:** roca sedimentaria de textura detrítica, con un tamaño de grano que oscila entre los 0.002 y 0.006 mm, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor.

**MEANDRIFORME:** corriente fluvial de cauce y canal únicos.

**MIEMBRO:** es una unidad de rango inferior con respecto a la formación, que está establecida en base a diferencias claras en zonas adyacentes en una formación.

**MIGRACIÓN:** es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde las rocas generadoras hacia las rocas almacenadoras.

**MONOCLINAL:** los estratos presentan una disposición inclinada en una única dirección. Este buzamiento puede deberse a un basculamiento de origen tectónico o a uno de adaptación de los sedimentos a la pendiente del sustrato.

**NERÍTICO:** zona marítima cercana a la costa, pero que no tiene contacto directo con el litoral, abarcando desde los 10 metros de profundidad hasta los 200 metros bajo nivel del mar.

**NÓDULOS:** es una concreción, formada por precipitación o segregación de minerales, sobre una superficie o núcleo contenida en algunas rocas o que se han formado en el fondo del mar.

**PALEOBATIMETRÍAS:** determinación de la batimetría del ambiente marino en el cual se produjo la sedimentación de una determinada unidad litológica.

**RALENTIZAR:** hacer más lento un proceso o actividad.

**REFLECTANCIA DE LA VITRINITA (%R<sub>o</sub>):** una medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.

**RIFTING:** fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre.

**ROCA GENERADORA:** una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas.

**ROCA ÍGNEA:** también nombrada magmática, son todas aquellas que se han formado por solidificación de un de material rocoso, caliente y móvil denominado magma; este proceso, llamado cristalización, resulta del enfriamiento de los minerales y del entrelazamiento de sus partículas. Este tipo de rocas también son formadas por la acumulación y consolidación de lava, palabra que se utiliza para un magma que se enfría en la superficie al ser expulsado por los volcanes.

**ROCA METAMÓRFICA:** son el resultado de la transformación de rocas preexistentes que han sufrido ajustes estructurales y mineralógicos bajo ciertas condiciones físicas o químicas, o una combinación de ambas, como son la temperatura, la presión y/o la actividad química de los fluidos.

**ROCA SEDIMENTARIA:** se forman por la precipitación y acumulación de materia mineral o por la compactación de restos vegetales y/o animales que se consolidan en rocas duras. Los sedimentos son depositados, una capa sobre la otra, en la superficie de la litósfera a temperaturas y presiones relativamente bajas y pueden estar integrados por fragmentos de roca preexistentes de diferentes tamaños, minerales resistentes, restos de organismos y productos de reacciones químicas o de evaporación.

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

**ROCA RESERVORIO:** es la roca donde se aloja el petróleo, con la característica fundamental que es porosa y permeable, tales como las areniscas, aunque también pueden ser los carbonatos, especialmente por sus fracturas y zonas de disolución.

**SHALES:** roca sedimentaria de textura detrítica, fisible, con un tamaño de grano de arcilla y limo que oscila entre los 0.002 y 0.006 mm, se puede decir que es una lutita, con laminación paralela a la estratificación, que no ha sufrido condiciones de metamorfismo.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** un sistema petrolífero, es un sistema natural que incluye todos los elementos geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; este sistema incluye una roca generadora, un trayecto de migración, una roca reservorio, una trampa y un sello.

**TECTÓNICA:** parte de la geología que estudia los plegamientos, deformaciones y fallas de la corteza terrestre y las fuerzas internas que los originan.

**TEMPLATE:** es la plantilla de visualización de los Tracks y las curvas contenidas en ellas que tiene el Software Geographix.

**TRACK:** sección en donde se muestran unas curvas específicas en el Template.

**TRAMPA:** es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración de hidrocarburos, manteniéndolos atrapados y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable por la acción de un sello.

**YACIMIENTO:** un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo.



## **RESUMEN**

Este proyecto de grado tiene como principal objetivo diseñar un algoritmo que sea capaz de cuantificar una de las propiedades más importantes en un proceso de inyección que es la calidad de vapor en cualquier punto del proceso; porque teniendo vigilada una variable tan importante se podrán tomar medidas para mitigar factores que la afecten y así mejorar los resultados del proceso de recobro.

El propósito de este proyecto es desarrollar un algoritmo que calcule la calidad de vapor que se está inyectando en tres pozos ubicados en el Sector Sur del Campo Teca, permitiendo que empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S., además de entregar los perfiles de inyección, entregue un análisis del comportamiento de la calidad del vapor que está siendo inyectado por las compañías operadoras del campo. Para desarrollar dicho algoritmo se estudiaron los perfiles de temperatura en el momento de la inyección obtenidos por la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS) de tres pozos inyectores; y los valores calculados se validaron en el Software Geographix.

Con los resultados del algoritmo la empresa podrá hacer recomendaciones a la empresa operadora sobre el proceso de recuperación térmica por inyección de vapor que se está llevando a cabo en Campo Teca.

### **PALABRAS CLAVE:**

- Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Campo Teca.
- Inyección de vapor.
- Algoritmo.
- Calidad de vapor.
- Herramienta DTS.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la inyección de vapor es uno de los métodos de recuperación térmica más usados en campos que producen crudo pesado alrededor del mundo, debido a que en el momento en que el vapor inyectado a alta temperatura entra en contacto con el crudo reduce su viscosidad haciendo más fácil su movilización. Al implementar este método de recobro térmico se espera que el barrido volumétrico del petróleo residual que aún esté entrampado en el medio poroso fluya de manera fácil y rápida hacia los pozos productores aumentando los caudales en superficie por ende las ganancias que se obtengan del campo.

Este proyecto de grado nace porque el método de recuperación térmica asistido por inyección de vapor usado actualmente en Campo Teca es poco eficiente por el desconocimiento del comportamiento del vapor usado en el proceso de inyección. Notando esto la empresa de servicios Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S decidió financiar un proyecto para poder sanear esta problemática.

Como tal el proyecto se basa en el estudio de perfiles de temperatura arrojados por la herramienta de monitoreo distribuido (DTS), los cuales, en conjunto con otros datos del proceso de inyección, los cuales permiten diseñar y posteriormente implementar un algoritmo que cuantifique la calidad de vapor que está siendo inyectada en tres pozos ubicados en el Sector Sur del Campo Teca, el cual está localizado en el Municipio de Puerto Nare, Departamento de Antioquía.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Diseñar un algoritmo que evalúe la calidad de vapor inyectado en el sector Sur del Campo Teca a partir de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS).

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo Teca.
2. Explicar el método de recuperación térmica de inyección de vapor.
3. Describir los diferentes componentes de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS) y su rango de aplicación.
4. Describir las operaciones que lleva a cabo la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS) en el Campo Teca.
5. Estudiar los perfiles de temperatura arrojados por la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS).
6. Diseñar un algoritmo para la determinación de la calidad de vapor en fondo inyectado en los pozos A, B y C.
7. Implementar el algoritmo para la determinación de la calidad de vapor inyectado.
8. Analizar los resultados obtenidos del algoritmo en el software Geographix.
9. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador de Valor Presente Neto (VPN).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO TECA

En este capítulo se hace una descripción de los antecedentes, la localización, marco geológico y el historial de producción del Campo Teca, el cual está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

En 1963 la empresa Texas Petroleum Company descubrió el potencial de producción petrolera de la zona en la cual se ubica el Campo Teca con la perforación del Pozo Cocorná - 1, a partir de ese año dicha compañía y Ecopetrol S.A.S celebraron un contrato de Concesión para la exploración y desarrollo del área de Cocorná conformado por los campos Teca y Nare Sur; en el año de 1980, de común acuerdo la Texas Petroleum Company entregó al Ministerio de Minas el área correspondiente a la concesión, para celebrar un nuevo contrato esta vez de asociación (50% - 50%) con Ecopetrol S.A S. <sup>1</sup>. Como tal el Campo Teca es descubierto por la empresa Texas Petroleum Company con la perforación del Pozo Teca-01 el tres de enero del año 1982 con una profundidad total de 2.338 ft, Ese mismo año el 20 de agosto se declaró la comercialidad del Campo, el cuál inicia producción al año siguiente, posteriormente en el año 1984 se expande el área de comercialidad del Campo en 61 hectáreas.

La Texas Petroleum Company operó el campo hasta el año de 1994 cuando se lleva a cabo la compra de la participación de dicha compañía en el contrato de asociación con Ecopetrol S.A.S, por parte de la empresa Ominex de Colombia Ltd. que empezó a operar el campo formalmente en 1995, la cual en el año 2006 cambió su razón social a Mansarovar Energy Colombia Ltd. La terminación de dicho contrato se vio envuelta en un escándalo que llegó a un tribunal de arbitramento, por cuenta de que ambas compañías diferían en la fecha de terminación del contrato, pero al final en el año 2010 dicho tribunal le dio la razón a Ecopetrol S.A.S.<sup>2</sup> No fue hasta el año 2014 que Ecopetrol y Occidental Andina (OXY) llegaron a un acuerdo para desarrollar un proyecto que busca incrementar la producción del campo; desde el año 2010 hasta marzo de 2017 Ecopetrol S.A.S efectúa el papel de operadora en el Campo Teca.

### 1.2 LOCALIZACIÓN

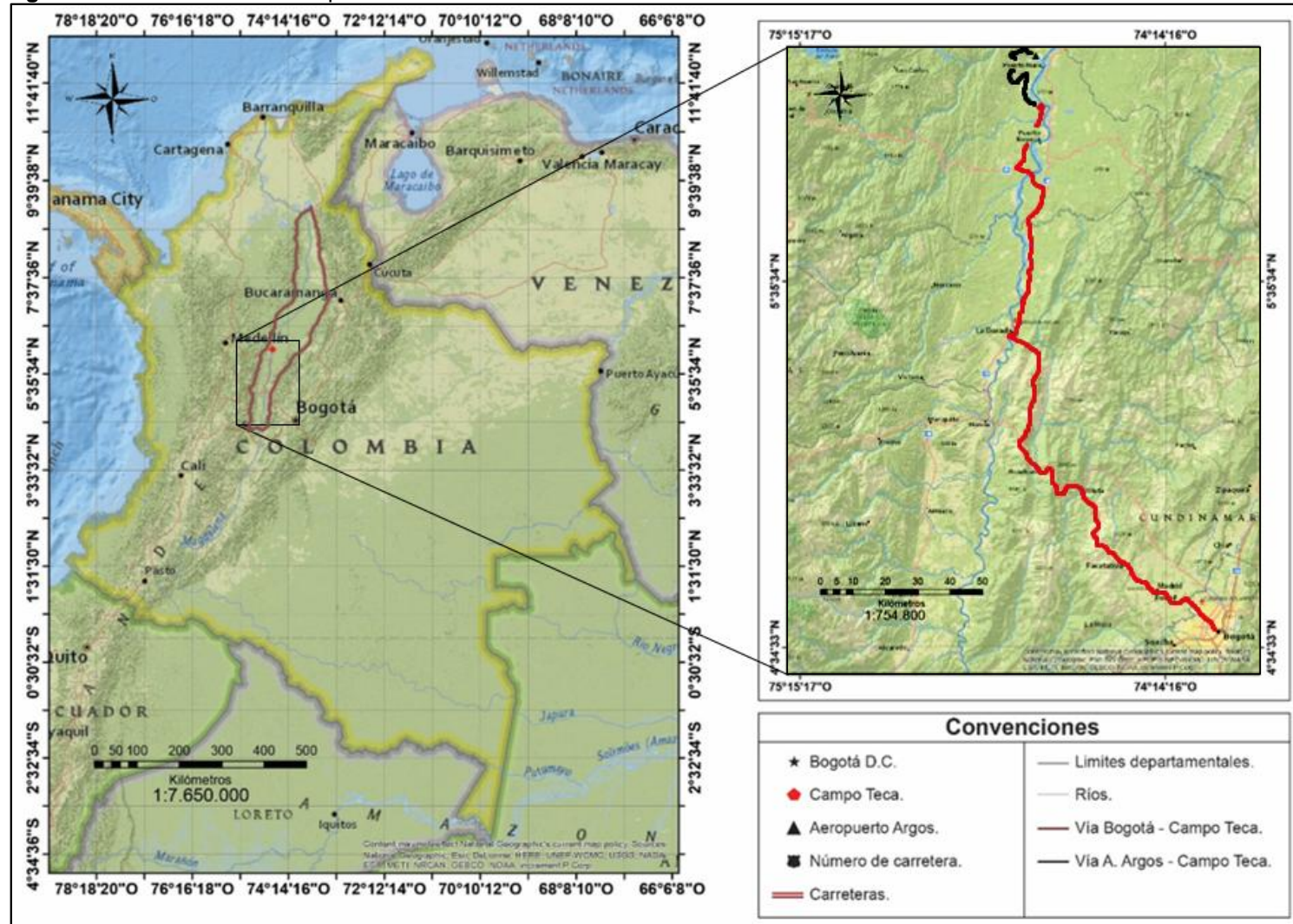
En la **Figura 1**, se puede ver la localización y vías de acceso al Campo Teca.

---

<sup>1</sup> PONCE HIDALGO, Ronald Darío. Evaluación pozo a pozo. Trabajo de grado. Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías físico – químicas, escuela de ingeniería de petróleos, 2004, p.4.

<sup>2</sup> EL ESPECTADOR, Ecopetrol y OXY buscan elevar recobro del campo petrolero Teca-Cocorná, [En línea]. [citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-y-oxy-buscan-elevar-recobro-del-campo-petrole-articulo-500780>

Figura 1. Localización del Campo Teca.



Fuente: Arc GIS 10.4.1, Arc Map 10.4.1, febrero 2017. Modificado por los autores.

Campo Teca se encuentra ubicado en Colombia, en la Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, En el departamento de Antioquia, Municipio de Puerto Nare, más exactamente en el Corregimiento La Pesca; Vereda Las Angelitas, también cerca del campo se encuentra el Municipio de Puerto Boyacá cerca de la frontera con el Departamento de Boyacá.

Para acceder al Campo Teca hay dos opciones; la primera opción es por vía terrestre partiendo desde Bogotá D. C. se toma la Calle 80 para salir de la ciudad por el Occidente, al salir tomar la ruta 50 hacia el Noroccidente unos 123 km para llegar al Municipio de Guaduas, de ahí se debe salir por el Norte del Municipio para tomar la ruta 56, después de aproximadamente unos 45 km, tomar por 31 km la Ruta del Sol para luego tomar la ruta 45 hacia el norte, después de unos 47 km girar al Occidente para tomar la vía Medellín - Bogotá unos 12 km por último se gira hacia el Norte para tomar la vía Puerto Triunfo - Puerto Nare en la cual se toma un desvío en el kilómetro 25 para acceder por una vía destapada al Campo Teca; este trayecto es de más o menos unos 283 kilómetros.

La segunda opción es un trayecto que involucra un desplazamiento en avión hasta un aeropuerto cercano y el resto del trayecto se hace por vía terrestre; en este caso se debe tomar un vuelo privado desde algún aeropuerto de Bogotá hasta el aeropuerto Argos ubicado en el caserío Platanera del Municipio de Puerto Nare, allí tomar la vía Puerto Nare hacia el sur unos 32 km para acceder por una vía destapada al Campo Teca.

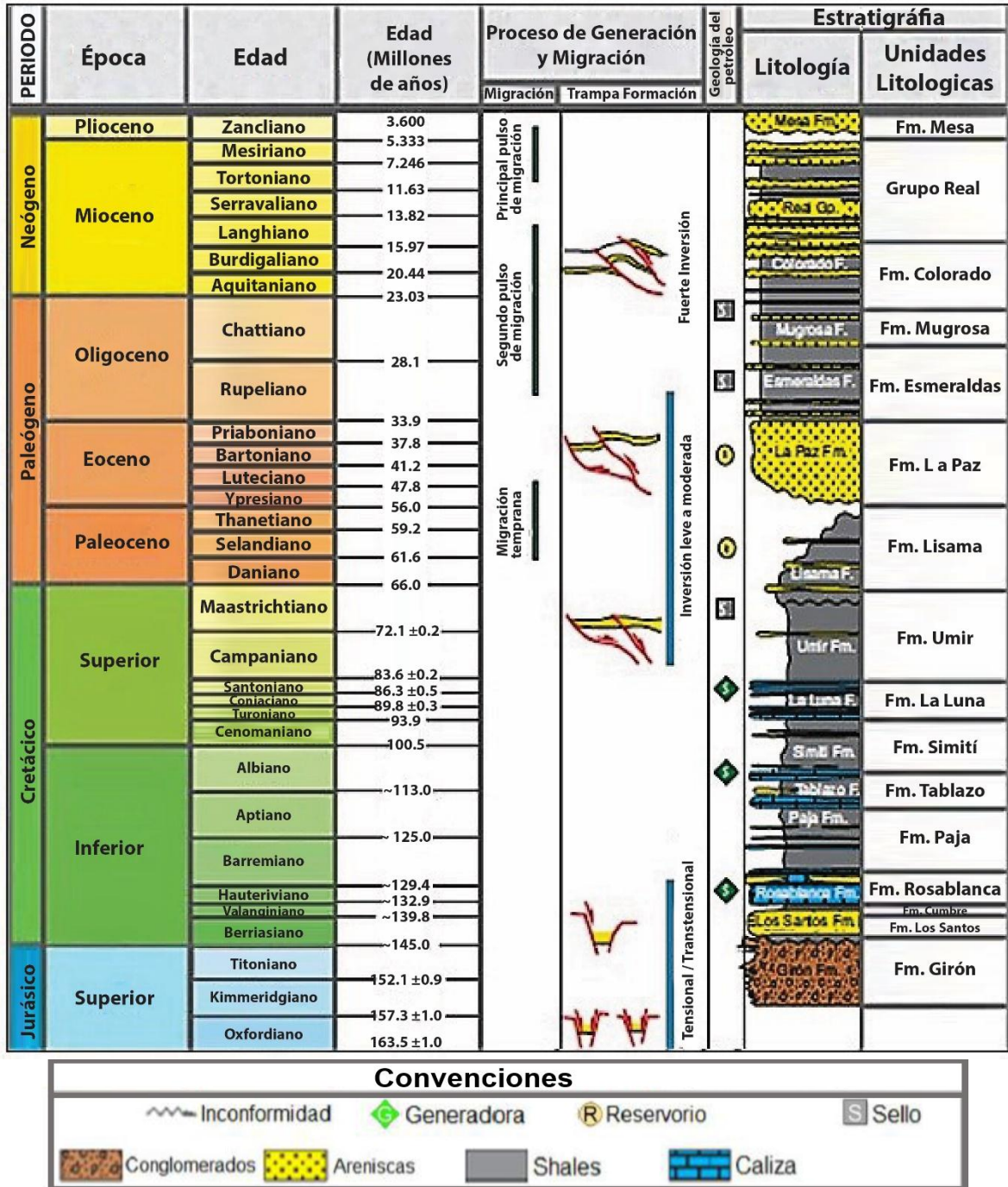
### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

A continuación, se presenta la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena que se encuentra ubicada entre la cordillera central y la cordillera oriental en los andes colombianos, dicha Cuenca cuenta con un área aproximada de unos 34.000 km<sup>2</sup> (7.9 millones de acres).

**1.3.1 Columna estratigráfica del área.** En la **Figura 2**, se observa la columna estratigráfica generalizada la Cuenca del Valle Medio del Magdalena; donde se encuentra ubicado el Campo Teca, el cual va a ser el objeto de estudio de este proyecto.



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



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Organic Geochemistry Atlas of Colombia, [En línea]. [Citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: [http:// www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/ ATLAS\\_GEOQUIMICO/Atlas\\_Geoquimico\\_210.pdf](http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/ATLAS_GEOQUIMICO/Atlas_Geoquimico_210.pdf), 54 p.

**1.3.2 Estratigrafía de la cuenca.** A continuación, se hace una descripción general de las formaciones que hacen parte de la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, según Julivert<sup>3</sup> y la ANH<sup>4</sup>.

**1.3.2.1 Formación Girón.** La Formación Girón se depositó en el periodo Jurásico Superior; consta de limolitas y areniscas de grano fino y grueso, con intercalaciones de shales y localmente conglomerados cuarzo – guijosos. La formación cuenta con espesores que varían desde unos pocos metros hasta 4.650 m (15.256 ft) alrededor del Río Lebrija, se depositó en un ambiente continental de fluvial a lacustre; esta Formación se encuentra en contacto discordante con el basamento ígneo – metamórfico que la infrayace y se encuentra en contacto concordante con la Formación Los Santos que la suprayace.

**1.3.2.2 Formación Los Santos.** La Formación Los Santos se depositó en el periodo Cretácico Inferior en la edad del Berriasiano; está constituida por areniscas cuarzosas, parcialmente calcáreas, localmente se tienen inclusiones glauconita parcialmente calcárea. También se evidencian algunas calizas y cuerpos de cuarcita muy dura, ligeramente calcárea. La formación se sedimentó en capas tabulares de espesores aproximados de 218 m (715 ft), se depositó en un ambiente de depositación continental fluvial con sedimentos acumulados por corrientes trenzadas; la Formación se encuentra en contacto concordante con las Formaciones Girón y Cumbre que la infrayace y la suprayace respectivamente.

**1.3.2.3 Formación Cumbre.** La Formación Cumbre se depositó en el periodo del Cretácico Inferior en la edad del Valanginiano; aparece en los alrededores de El Guacamayo hacia el anticlinal de los Cobardes constituida por shales piritosos con intercalaciones de areniscas cuarzosas. Esta unidad tiene un espesor de 137 m (450 ft); se asume que el depósito se dio en un ambiente de depositación de dominio marino marginal sobre una llanura costera aluvial, en su contacto infrayacente con la Formación Los Santos es concordante y en su contacto suprayacente con la Formación Rosablanca es transicional.

**1.3.2.4 Formación Rosablanca.** La Formación Rosablanca se depositó durante el periodo Cretácico Inferior en rango del Hauteriviano - Barremiano; en su constitución predominan las calizas con algunas areniscas mixtas y lodolitas calcáreas, la porción basal está constituida por depósitos de evaporitas que indican una hipersalinidad en el momento de su depósito. El espesor de la formación varía de 150 - 425 m (492 – 1.395 ft); su ambiente de depositación varía de marino transicional a nerítico interno, en su contacto infrayacente con la Formación Cumbre

---

<sup>3</sup> JULIVERT, M. Léxico estratigráfico, Paris: Centre National De La Recherche Scientifique, 1968. 572p.

<sup>4</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Integración Geológica de la Digitalización y análisis de Núcleos, [En línea]. [citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>, p. 40-41.



es transicional y su contacto con la Formación Paja que la suprayace es concordante.

**1.3.2.5 Formación Paja.** La Formación Paja se depositó en el periodo del Cretácico Inferior a finales del Barremiano - Aptiano; en su composición tiene presencia de lutitas y shales algunas veces calcáreos con intercalaciones de areniscas de grano fino. El espesor de la formación varía entre 125 – 625 m (410 – 2.051 ft); se estima que su ambiente de depositación es epicontinental, en su contacto con las formaciones Rosablanca y Tablazo que la infrayace y suprayace respectivamente, es concordante.

**1.3.2.6 Formación Tablazo.** La Formación Tablazo se depositó en el periodo del Cretácico Inferior desde el Aptiano - Albiano; la Formación consiste en una sucesión de calizas y lodolitas calcáreas, con algunas intercalaciones de areniscas en capas delgadas. El espesor de la formación varía desde 150 – 325 m (492 – 1.066 ft); el ambiente en que se depositó fue nerítico poco profundo, la Formación Tablazo en sus contactos infrayacente con la Formación Paja y suprayacente con la Formación Simití es concordante.

**1.3.2.7 Formación Simití.** La Formación Simití se depositó en el final del Cretácico Inferior y principios del Cretácico Superior durante el Albiano - Cenomaniano; consta de shales carbonáceos, localmente calcáreos o con impregnación de petróleo, en ocasiones se alterna con areniscas que tiene esporádicos nódulos ferruginosos. El espesor de la formación varía entre 250 – 650 m (820 -2.132 ft); se depositó según las paleobatimetrías en un ambiente de depositación marino que varía de nerítico externo a batial, tanto en su contacto infrayacente con la Formación Tablazo como su contacto suprayacente con la Formación La Luna es concordante.

**1.3.2.8 Formación La Luna.** La Formación La Luna se depositó en el periodo del Cretácico Superior durante el intervalo del Turoniano – Coniaciano - Santoniano, En el Valle Medio del Magdalena la Formación La Luna ha sido subdividida en 3 miembros:

- El primer Miembro es Salada el más profundo de los tres, está compuesto por calizas con intercalaciones lutíticas e intervalos de lutitas.
- El segundo Miembro es Pujamaná está constituido por lutitas muy fisibles, con concentraciones de material cristalino, posible gilsonita (posible asfalto natural), con abundantes nódulos.
- Por último, tenemos al Miembro Galembo constituido por calizas, en algunas secciones se muestran intercalaciones de pequeños lentes de areniscas, con frecuentes trazas de pirita y calcita rellenando fracturas.

Su espesor varía entre 275 – 575 m (902 – 1.886 ft); según la paleobatimetría su ambiente de depositación fue marino que vario de nerítico externo a batial, en su contacto infrayacente con la Formación Simití es concordante y en su contacto

suprayacente con la Formación Umir hay una pequeña discontinuidad estratigráfica con el Miembro Galembo.

**1.3.2.9 Formación Umir.** La Formación Umir se depositó durante el periodo del Cretácico Superior durante el Campaniano - Maastrichtiano; está constituida principalmente por lutitas, shales con niveles de carbón y de mineral de hierro e interestratificaciones de areniscas y limolitas; su espesor es aproximadamente de 1.000 – 1.400 m (3.281 – 4.593 ft); su ambiente de depositación se dio en un ambiente marino poco profundo, en su contacto infrayacente con la Formación La Luna hay una pequeña discontinuidad estratigráfica con el Miembro Galembo y el contacto suprayacente con la Formación Lisama es concordante.

**1.3.2.10 Formación Lisama.** La Formación Lisama se estratificó en la época del Paleoceno; principalmente está constituida de una alternancia de arcillolitas, shales y areniscas de grano medio a fino, con estratificación cruzada y algunos mantos de carbón. El espesor de la formación llega a ser de 1.225 m (4.019 ft); se depositó en un ambiente continental en condiciones lagunares deltáicas; esta unidad tiene un contacto infrayacente concordante con la Formación Umir en cambio, en su contacto suprayacente con la Formación La Paz es una marcada discordancia regional.

**1.3.2.11 Formación La Paz.** La Formación La Paz se depositó durante la época del Eoceno, consta de areniscas masivas conglomeráticas, con estratificación cruzada y con delgadas intercalaciones de arcillolitas, dispersas de limolitas, shales ocasionalmente areniscas de grano fino y shales arenosas; su espesor generalmente varía según su ubicación pero en la zona de estudio la sección es de 1.000 m (3.281 ft); su ambiente de depositación fue fluvial de corrientes cruzadas, su contacto infrayacente con la Formación Lisama descansa en una marcada discordancia regional y su contacto suprayacente con la Formación Esmeraldas es concordante.

**1.3.2.12 Formación Esmeraldas.** La Formación Esmeraldas pertenece a la época del Oligoceno, está conformada por areniscas de grano fino, finamente estratificadas con intercalaciones de limolitas y shales, hay presencia de mantos delgados de lignitos y dispersos lentejones de carbón. EL espesor de la formación es de aproximadamente 1.200 m (3.937 ft); su ambiente de depositación fue continental fluvial a estuarino con influencia mareal, su contacto infrayacente con la Formación La Paz es concordante, mientras que su contacto suprayacente con la Formación Mugrosa es una posible discordancia.

**1.3.2.13 Formación Mugrosa.** La Formación Mugrosa se depositó en el Oligoceno, es una Formación predominantemente lodosa, compuesta de lodolitas, ocasionalmente puede haber areniscas de grano fino a medio, con intercalaciones de arcillolitas, limolitas, shales y conglomerados. El espesor de la formación varía entre 500 – 800 m (1.640 -2.625 ft); su ambiente de depositación se dio en un ambiente continental de canales fluviales de tipo meandriforme, su contacto

infrayacente con la Formación Esmeraldas descansa sobre una posible discordancia y su contacto suprayacente se encuentra con la Formación Colorado es concordante.

**1.3.2.14 Formación Colorado.** La Formación Colorado se depositó en la época del Oligoceno - Mioceno, está constituida por conglomerados poco consolidados con cantos de areniscas, calizas, chert, rocas ígneas, y metamórficas en una matriz arenosa y calcárea; con delgadas intercalaciones de arcillolitas; El espesor de la formación varía de 1.200 – 2.500 m (3.937 – 4.921 ft); su ambiente de depositación fue continental fluvial en un clima árido, en su contacto infrayacente con la Formación Mugrosa es concordante y en su contacto suprayacente con el Grupo Real es discordante.

**1.3.2.15 Grupo Real.** El Grupo Real se depositó durante la época del Oligoceno - Mioceno, Se le llama Grupo Real porque en esta se agrupan cinco Formaciones que son:

- Formación Lluvia: Compuesta por areniscas conglomeráticas, con ocasionales intercalaciones de shales.
- Formación Chontorales (Chontorales Shale): Compuesta por capas delgadas de shales y areniscas.
- Formación Hiel: Compuesta por arcillolitas con areniscas.
- Formación Enrejado (Enrejado Shale): Compuesta por shales que alternan con areniscas en capas delgadas.
- Formación Bagre: Compuesta por areniscas conglomeráticas.

Su espesor es de aproximadamente 3.600 m (11.811 ft); se depositó en un ambiente continental fluvial de clima húmedo con periodos de climas áridos, en su contacto infrayacente con la Formación Colorado y en su contacto suprayacente con la Formación Mesa son discordantes.

**1.3.2.16 Formación Mesa.** La Formación Mesa se depositó durante el Plioceno-Pleistoceno, en un ambiente fluvial, está constituida por una secuencia de limolitas, conglomerados y areniscas débilmente consolidados, cuenta con abundante material volcánico, su contacto infrayacente con el Grupo Real es discordante.

**1.3.3 Geología estructural.** Según la ANH<sup>5</sup>; geológicamente el Valle Medio del Magdalena es una cuenca compleja de tipo rift a broken foreland, formada como resultado de varios eventos geológicos. El período Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano se caracterizó por procesos distensivos de bloques, permitiendo el

---

<sup>5</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Integración Geológica de la Digitalización y análisis de Núcleos, [En línea]. [citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>, p. 27-29.

desarrollo de grabens, en respuesta al proceso de rifting que ocurrió durante la separación del margen Noroeste del continente suramericano, con respecto al norteamericano.

A partir del Cretácico Superior se da una tectónica de esfuerzos compresivos en respuesta al emplazamiento de la Cordillera Occidental. A nivel del Paleoceno Tardío hasta el Oligoceno la sedimentación fue netamente controlada por los pulsos tectónicos del levantamiento de la Cordillera Central, Desde el Oligoceno Medio hasta el presente se está llevando a cabo el levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia.

La geología estructural para el Campo Teca, ubicado en el Sureste de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, está generalizada por un monoclinal con rumbo Suroeste - Noreste y con un buzamiento suave hacia el Este; de origen transtensivo, normalmente generan fallas normales. La unión de estos sistemas de fallas generó cierres estructurales de tamaños considerables, que a la vez contribuyeron a la acumulación de volúmenes importantes de hidrocarburos, tales como los encontrados en los campos ubicados en la zona, que están relacionadas con la falla Velásquez y Cocorná.

**1.3.4 Geología del petróleo.** En esta sección se hace una breve descripción de los principales procesos y eventos que hacen parte del sistema petróleo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, por tanto, del Campo Teca el cual es el objeto de estudio de este proyecto:

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Las principales rocas generadoras de la Cuenca como se puede observar en la **Figura 2**, son las que se encuentran en las Formaciones La Luna, Rosablanca, Simití y Tablazo que son calizas y shales. No obstante, se reconoce como la principal formación generadora de la cuenca a la Formación La Luna cuyo TOC está entre 1 - 6%, posee kerógeno de tipo II, el  $R_o$  alcanza valores de 0.6–1.2 %<sup>6</sup>.

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** Cerca de 97% de las reservas probadas de petróleo en la Cuenca provienen de las areniscas continentales del Paleógeno (Paleoceno – Mioceno). Las principales rocas almacenadoras de la Cuenca se encuentran en las Formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz Colorado y Mugrosa. Por otro lado, las rocas de las cuales se extrae el petróleo que se produce en el Campo Teca son de las formaciones Mugrosa y Colorado<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum geology, a new proposal, [En línea]. [citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf). 80p.

<sup>7</sup> Ibídem, 80p.

**1.3.4.3 Migración.** La discordancia del Eoceno separa el yacimiento primario de las rocas generadoras activas subyacentes, formando un sistema de drenaje ideal para la migración del petróleo. Las principales vías de migración consisten en<sup>8</sup>:

- Migración vertical directa donde la discordancia del Eoceno corta a la Formación La Luna.
- Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno que contenían hidrocarburo.
- Migración vertical por las fallas en áreas donde la Formación La Luna no haya sido cortada por la discordancia del Eoceno.
- El periodo crítico de migración ocurrió durante el Neógeno superior, hace unos 5 millones de años, que continúa en la actualidad.

**1.3.4.4 Roca Sello.** Los sellos de los yacimientos que producen crudo de areniscas del Paleógeno, como es el caso del Campo Teca, son intercalaciones de arcillolitas no marinas dúctiles de las Formaciones Esmeraldas y Colorado. Por otra parte, los sellos de los potenciales yacimientos de la Cuenca que extraen el petróleo que producen de las calizas que se formaron en Cretáceo son shales marinos de las Formaciones Simití y Umir<sup>9</sup>.

**1.3.4.5 Trampa.** La exploración en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se ha dirigido principalmente a la prospección de acumulaciones en cierres estructurales de grandes anticlinales asimétricos, entre ellos los que se pueden resaltar son<sup>10</sup>:

- Pliegues de contracción asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento.
- Estructuras dúplex de cabalgamiento con fallas de cierres independientes.
- Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.
- Fallas de cierres dependientes en los cuales los estratos del yacimiento se vayan alejando de la falla.

En cuanto al Campo; la trampa es de tipo estructural y corresponde a un anticlinal asimétrico a nivel del yacimiento asociado a fallas normales e inversas presentes en la zona.<sup>11</sup>

## 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TECA

Para Campo Teca se declaró su comercialidad en el año 1982 y se dio inicio a su fase de producción en el año de 1983; desde entonces ha producido sin parar, desde el año 2014 Ecopetrol y Occidental Andina (OXY) llegaron a un acuerdo de asociación para desarrollar un proyecto que pretende incrementar la producción del

---

<sup>8</sup> Ibídem, 80p.

<sup>9</sup> Ibídem, 80p.

<sup>10</sup> Ibídem, 80p.

<sup>11</sup> Ibídem, 80p.

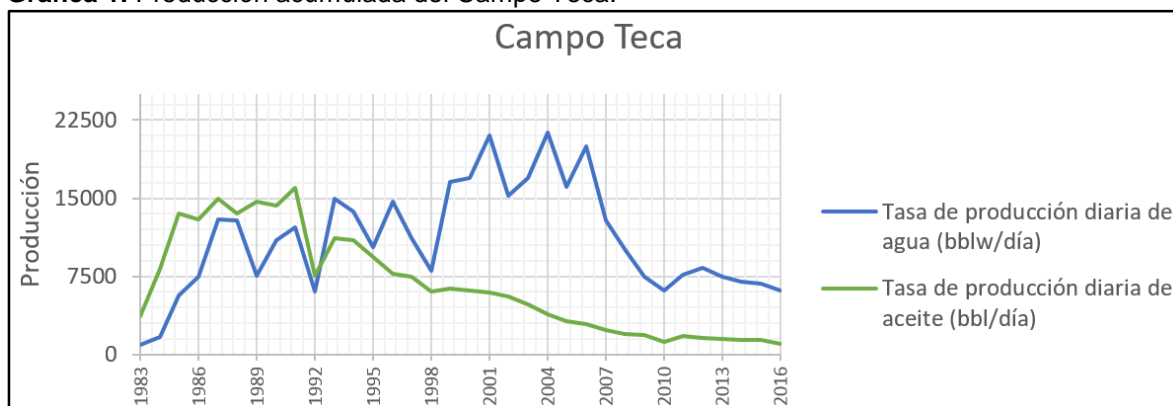
campo de 1.500 bopd a 50.000 bopd para el año 2023, según el diario El Tiempo<sup>12</sup>. A continuación, se muestran algunos de los aspectos relevantes de la historia de producción de campo.

**1.4.1 Método de producción.** En principio el crudo del campo estuvo produciendo por bombeo mecánico, pero por los grandes problemas operacionales que implicaba dicho método, derivado principalmente por la alta viscosidad y baja movilidad del crudo, en 1984 se decidió implementar un proyecto de inyección de vapor para que bajara su viscosidad y aumentara su movilidad; Dicho método de recuperación es el que se sigue aplicando en el campo hoy día.

**1.4.2 Número de pozos.** Según la ANH<sup>13</sup>, el Campo Teca cuenta actualmente con 319 pozos perforados, los cuales tiene 216 activos, 62 inactivos, 24 abandonados y para el proceso de inyección disponen de 12 pozos para hacer inyección continua, un pozo para hacer inyección cíclica y cuatro pozos inyectoros de agua residual.

**1.4.3 Producción Acumulada.** En la **Gráfica 1**, se puede apreciar cómo ha sido la producción acumulada del Campo Teca desde el momento en que se declaró su comercialidad hasta el mes de diciembre de 2016.

**Gráfica 1.** Producción acumulada del Campo Teca.



**Fuente:** Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Estadísticas después del SGR: Liquidación por departamentos, [En línea]. [Citado el 27 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Estadisticas/liquidacin%20por%20departamentos/Formas/AllItems.aspx>; ECOPETROL S.A., Campo Teca [material gráfico proyectable]. Bogotá, Departamento de yacimientos, 20 diapositivas, d. 18., Modificado por los autores.

<sup>12</sup> EL TIEMPO, Ecopetrol inició operación del Campo Teca en el Magdalena Medio, [En línea]. [citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-7693271>

<sup>13</sup> SALGAR. Mauricio. Proyectos de Crudo Pesado en Colombia. [En línea] [citado el 20 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Presentaciones/Proyectos%20de%20crudo%20pesado%20en%20Colombia.pdf>

**1.4.4 Características del yacimiento.** En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena la mayoría de campos producen crudo pesado y el Campo Teca no es la excepción. En la **Tabla 1**, se puede observar el tipo de crudo sino también, cuáles son las principales características del fluido producido en el Campo Teca.<sup>14</sup>

**Tabla 1.** Propiedades del fluido.

<b>PROPIEDAD</b>	<b>CAMPO TECA</b>
<b>Gravedad API</b>	12.8
<b>Viscosidad @ Tycto</b>	2421 cp
<b>Viscosidad 150 °F</b>	408 cp
<b>Viscosidad 200 °F</b>	91 cp
<b>% masa de Azufre</b>	1.37

**Fuente.** ECOPEPETROL. Estudio de producción Campo Teca. Bogotá. Departamento de producción. P 24.

En la **Tabla 2**, se puede observar las propiedades del yacimiento.

**Tabla 2.** Propiedades del yacimiento.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>CAMPO TECA</b>
<b>Campo Teca Profundidad Promedio</b>	1.600 ft
<b>Espesor Promedio Total</b>	300 ft
<b>Espesor Promedio Neto</b>	71 ft
<b>Porosidad Promedio</b>	20 %
<b>Permeabilidad Promedio</b>	375 md
<b>Temperatura</b>	110 °F
<b>Presión Inicial</b>	875 psi
<b>Saturación Inicial de Agua</b>	41 %
<b>Saturación Inicial de Aceite</b>	59 %

**Fuente.** ECOPEPETROL. Estudio de producción Campo Teca. Bogotá. Departamento de producción. P 24.

<sup>14</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), informes de producción de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, [En línea]. [citado el 27 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Estadisticas/Paginas/Regalias-despues-del-SGR.aspx>

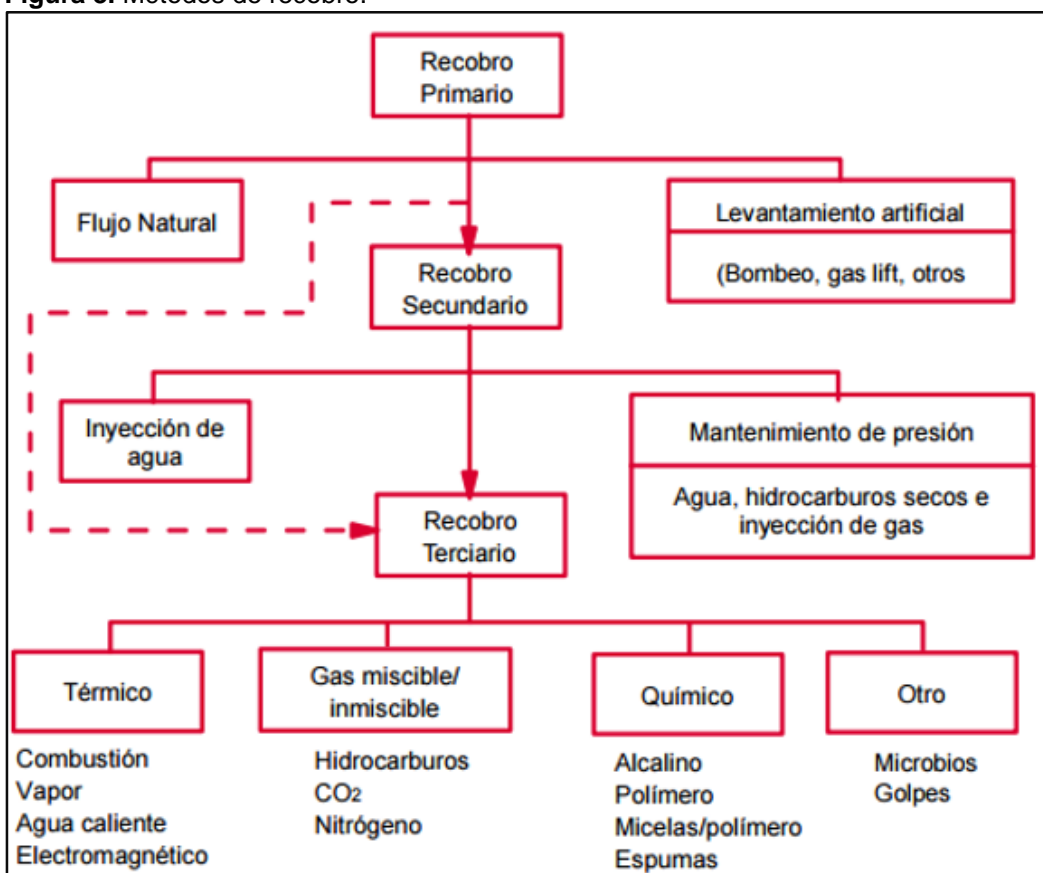
## 2. MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO

En este capítulo aborda la temática de los diferentes métodos de recobro terciario que son usados en la industria del petróleo para mejorar en el factor de recobro de yacimientos maduros o con poca energía, centrándose en un método térmico como lo es la inyección de vapor ya que este es el método que se está llevando a cabo en el Campo Teca, campo de estudio de este trabajo de grado.

### 2.1 MÉTODOS DE RECOBRO

Durante la vida productiva de un yacimiento este pasa por diferentes etapas de producción o recobro que se resumen en la **Figura 3**, la primera etapa comienza cuando el yacimiento es descubierto y delimitado, en esta etapa en la mayoría de los casos el petróleo es producido por la energía inicial de yacimiento, si dicha energía no es suficiente para llevar los fluidos hasta superficie se debe implementar algún método de levantamiento artificial para que el fluido llegue hasta superficie; si la presión de yacimiento está muy depletada se debe recurrir a un método de recobro secundario en el cual se puede inyectar agua o gas.

**Figura 3.** Métodos de recobro.



**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006, p. 151.



Este proyecto se va a centrar en la última de las etapas de producción que es la recuperación terciaria o también conocido como recuperación mejorada, la meta de esta etapa es mejorar el desplazamiento microscópico del petróleo aumentando la eficiencia del barrido volumétrico.

La eficiencia del desplazamiento se puede ver incrementada por diferentes métodos como una inyección de fluidos a alta temperatura para hacer una reducción en la viscosidad del crudo, una inyección de químicos para provocar una reducción de las fuerzas capilares o la tensión interfacial o mediante la inyección de polímeros se busca disminuir la movilidad del agua inyectada mejorando así la eficiencia de barrido volumétrica. Para el diseño de estos métodos de recobro se deben tener en cuenta factores como la movilidad de las fases, la capilaridad y lo más importante la saturación de petróleo residual para determinar si el volumen que se va recuperar es suficiente para que sea económicamente viable el proyecto<sup>15</sup>.

A continuación, se hace una breve descripción de los métodos de recobro terciario químicos, miscibles y térmicos; los cuáles según las características de yacimiento pueden ser implementados para aumentar el recobro en un yacimiento, según Escobar<sup>16</sup> y Satter, *et.al.*<sup>17</sup>

**2.1.1 Métodos Químicos.** El proceso de inyección de químicos es un proceso que se compone por la utilización de polímeros, Surfactantes y otros químicos, que son inyectados en el yacimiento para facilitar el flujo de petróleo a los pozos productores, en otras palabras, este proceso es una modificación que se realiza al proceso de inyección de agua.

**2.1.1.1 Polímeros.** El objetivo es proporcionar un mejor desplazamiento y eficiencia de barrido volumétrico. El método consiste en preparar agua aumentada, en otras palabras, es hacer una mezcla de agua con polímeros solubles, para su posterior inyección al yacimiento, por lo que se podría decir que es una inyección de agua mejorada; en la **Tabla 3**, se puede ver cuáles son los objetivos, limitaciones y problemas relacionados a la implementación de este método.

---

<sup>15</sup> RIVERO, Douglas, et al. Recuperación térmica del petróleo: Inyección continua de vapor. Consultado el 25 de febrero de 2017. Disponible en: <http://continuoussteam injection.blogspot.com.co>.

<sup>16</sup> ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. 209 p.

<sup>17</sup> SATTER, Abdus, *et. al.*, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, 688 p.

**Tabla 3.** Características de una inyección de polímeros.

<b>OBJETIVOS</b>	<b>LIMITACIONES</b>	<b>PROBLEMAS</b>
<b>Incrementar la viscosidad del agua.</b>	Mejores resultados si se usa antes que el WOR sea alto.	Es un proceso costoso.
<b>Tener una mayor tasa de penetración en el yacimiento.</b>	Poco recomendable en presencia de arcillas.	Pierden viscosidad debido a que se degradan por acción microbial.
<b>Disminuir la movilidad del agua.</b>	La reducción de $\mu_o$ y la concentración de polímero que se debe adicionar, es directamente proporcional para lograr el control de movilidad deseado.	Bajas tasas de inyección de agua afectan adversamente la producción de petróleo en las primeras etapas del proceso.
<b>Mejorar un barrido tanto areal como volumétrico.</b>	Se debe evitar excesivas fracturas para evitar la pérdida de polímero.	Algunos polímeros incrementan la salinidad.

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. P. 154; SATTER, Abdus, *et. al.*, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, p. 554; Modificada por los autores.

➤ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 4**, se ven cuáles son los requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

**Tabla 4.** Requerimientos técnicos para inyección con polímeros.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
<b>°API</b>	> 25
<b><math>\mu_o</math></b>	< 150 cp (preferiblemente < 100cp.)
<b><math>S_o</math></b>	> 10 % de petróleo móvil
<b>Litología</b>	Preferiblemente areniscas
<b>K</b>	> 3 md (preferiblemente > 10 md.)
<b>Profundidad</b>	< 9.000 ft debido a la temperatura
<b><math>T_f</math></b>	< 200 °F para minimizar degradación

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. Modificado por los autores.

**2.1.1.2 Inyección de surfactantes/polímeros.** También llamado inyección micelar /polímeros o micro emulsión, es un proceso complejo y costoso que consiste en inyectar una mezcla que contiene agua, surfactante, electrolito (Sal), usualmente un cosolvente (alcohol) y posiblemente un hidrocarburo (petróleo). Algunas de las características de este proceso se pueden observar en la **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Características de una inyección de surfactantes/polímeros.

<b>OBJETIVOS</b>	<b>LIMITACIONES</b>	<b>PROBLEMAS</b>
<b>Reducir la tensión interfacial agua – petróleo.</b>	Se requiere un área barrida por inyección de agua al menos del 50 %.	Degradación de químicos a altas temperaturas.
<b>Solubilizar el petróleo.</b>	Se prefieren formaciones relativamente homogéneas.	Posibilidad de separación cromatográfica de químicos.
<b>Emulsificar el petróleo y el agua.</b>	Desfavorable cuando hay altas cantidades de anhidrita, yeso, o arcillas.	Alta absorción de surfactante.
<b>Mejorar la movilidad del petróleo.</b>	Debe aplicarse en pozos con temperaturas menores a 200 °F, para evitar la degradación del tensoactivo.	Interacción entre surfactante y polímero.

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. P. 155; SATTER, Abdus, *et. al.*, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, p. 554; Modificada por los autores.

➤ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 6**, se pueden observar cuales son los requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

**Tabla 6.** Requerimientos técnicos para inyección de surfactantes/polímeros.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
<b>°API</b>	> 25
<b>μ<sub>o</sub></b>	< 30 cp
<b>S<sub>o</sub></b>	> 30 %
<b>Litología</b>	Preferiblemente areniscas
<b>K</b>	> 20 md
<b>Profundidad</b>	< 8.000 ft debido a la temperatura
<b>T<sub>f</sub></b>	< 175 °F

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. Modificado por los autores.

**2.1.1.3 Inyección alcalina o cáustica.** Involucra la inyección de hidróxido de sodio, silicato de sodio, o carbonato de sodio; ocasionalmente la mezcla también puede contener polímeros. Estos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes en el petróleo para crear surfactantes in – situ, también reaccionan con la roca del yacimiento para cambiar humectabilidad de este y en la **Tabla 7**, se puede ver lo que busca este método, sus limitaciones y algunos problemas que se pueden presentar en su implementación.

**Tabla 7.** Características de una inyección alcalina o cáustica.

<b>OBJETIVOS</b>	<b>LIMITACIONES</b>	<b>PROBLEMAS</b>
<b>Reducir la tensión interfacial entre los surfactantes producidos.</b>	Se logran mejores resultados si el material alcalino reacciona con petróleo.	Alto consumo de cáustico.
<b>Emulsificar el petróleo para ayudar en el control de la movilidad.</b>	La tensión interfacial entre la solución alcalina y el petróleo debe ser menor de 0.01 dina/cm.	El proceso genera escamas.
<b>Solubilizar las películas de petróleo en las interfaces agua – petróleo.</b>	En presencia de arcillas, minerales, o sílica, se pueden consumir excesivas cantidades de químico alcalino.	Taponamiento de los pozos productores.
<b>Cambio en la mojabilidad de la roca.</b>	Se evitan las rocas carbonatadas ya que ellas contienen anhidrita o yeso que interactúa inversamente con químico cáustico.	Delicado manejo ambiental de los fluidos residuales del proceso.

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. P. 156; SATTER, Abdus, *et. al.*, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, p. 554; Modificada por los autores.

➤ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 8**, se pueden notar los requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

**Tabla 8.** Requerimientos técnicos para inyección de alcalina o cáustica.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
<b>°API</b>	13 – 15
<b><math>\mu_o</math></b>	< 200 cp
<b>Composición</b>	Presencia de algunos ácidos orgánicos
<b><math>S_o</math></b>	$S_o$ mayor al residuo de inyección de agua
<b>Litología</b>	Preferiblemente areniscas
<b>K</b>	> 20 md
<b>Profundidad</b>	< 9.000 ft debido a la temperatura
<b><math>T_f</math></b>	< 200 °F

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. Modificado por los autores.

**2.1.2 Métodos Miscibles.** El proceso consiste en inyectar gases miscibles, con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y mejorar el desplazamiento del petróleo debido a la reducción en la tensión interfacial entre el petróleo y el agua; entre los métodos miscibles se pueden encontrar la inyección de hidrocarburos, CO<sub>2</sub> y Nitrógeno, se describen a continuación:

**2.1.2.1 Inyección de Hidrocarburos.** Consiste en inyectar hidrocarburos livianos como el GLP para formar un flujo miscible con el objetivo de mejorar el desplazamiento de los condensados y el gas en el yacimiento, en la **Tabla 9**, se puede ver las principales características del método.

**Tabla 9.** Características de una inyección de Hidrocarburos.

OBJETIVOS	LIMITACIONES	PROBLEMAS
Generar miscibilidad.	La mínima profundidad depende de la presión requerida para mantener la miscibilidad generada.	Una pobre eficiencia de barrido volumétrica causa digitación.
Incrementar el volumen de petróleo (expansión).	La mínima presión requerida es de 1.200 psi.	Es un método costoso.
Reducir la viscosidad del petróleo.	Se prefiere una formación que tenga un ángulo de buzamiento mayor a 50° para permitir estabilización (causada por la gravedad) del desplazamiento.	El solvente que se inyecta es irrecuperable.

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. P. 157; SATTER, Abdus, *et. al.*, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, p. 555; Modificada por los autores.

➤ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 10**, se pueden ver los requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

**Tabla 10.** Requerimientos técnicos para inyección de hidrocarburos.

PARÁMETRO	VALOR
°API	> 35
μ <sub>o</sub>	< 10 cp
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos
S <sub>o</sub>	> 30 %
Litología	Areniscas o carbonatos, pocas fractura y alta K
Profundidad	> 2.000 ft debido a la temperatura

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. Modificado por los autores.

**2.1.2.2 Inyección de CO<sub>2</sub>.** El método consiste en inyectar en el yacimiento grandes cantidades de CO<sub>2</sub>; aunque el CO<sub>2</sub> no es verdaderamente miscible en petróleo, extrae de él los componentes livianos a intermedios y si la presión es suficientemente alta desarrolla miscibilidad para desplazar el petróleo, a continuación, en la **Tabla 11**, se pueden observar algunas de las características de este método.

**Tabla 11.** Características de una inyección de CO<sub>2</sub>.

<b>OBJETIVOS</b>	<b>LIMITACIONES</b>	<b>PROBLEMAS</b>
<b>Generar miscibilidad.</b>	Disponibilidad CO <sub>2</sub> .	Corrosión en los pozos productores.
<b>Incrementar el volumen de petróleo (expansión).</b>	Si se inyecta CO <sub>2</sub> de muy baja viscosidad, resulta un pobre control de la movilidad.	Necesidad de separar CO <sub>2</sub> de hidrocarburos vendibles.
<b>Reducir la viscosidad del petróleo.</b>	Requerimiento de espacio para ubicar los equipos.	Represurizar el CO <sub>2</sub> para reciclarlo.
<b>Reducir la tensión interfacial entre el petróleo y la fase petróleo – CO<sub>2</sub> en las regiones de miscibilidad cercana.</b>		Se requiere mucha cantidad de CO <sub>2</sub> por barril incremental de petróleo.

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. P. 158; SATTER, Abdus, *et. al.*, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, p. 555; Modificada por los autores.

➤ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 12**, se pueden ver los requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

**Tabla 12.** Requerimientos técnicos para inyección de CO<sub>2</sub>.

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
<b>°API</b>	> 26 (preferiblemente > 30)
<b>μ<sub>o</sub></b>	< 15 cp (preferiblemente < 10)
<b>Composición</b>	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios
<b>S<sub>o</sub></b>	> 30 %
<b>Litología</b>	Areniscas o carbonatos, con pocas fracturas y alta k
<b>Profundidad</b>	> 2.000 ft debido a la temperatura
<b>Presión de inyección</b>	> 1.200 psi para HC alto °API y > 4.500 psi para HC bajo °API

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. Modificado por los autores.

**2.1.2.3 Inyección de Nitrógeno y gases inertes.** Son métodos de recobro que usa gases no hidrocarburos de bajo costo para desplazar petróleo en sistemas que pueden ser miscibles o no dependiendo la presión y la temperatura. Debido a su bajo costo se pueden inyectar grandes cantidades de esos gases. Para implementar este método se deben tener en cuenta los problemas operacionales y las limitaciones, algunos de estos se pueden apreciar en la **Tabla 13**.

**Tabla 13.** Características de una inyección de Nitrógeno y gases inertes.

OBJETIVOS	LIMITACIONES	PROBLEMAS
Vaporización de los componentes más livianos del petróleo, así generando miscibilidad entre fases.	Preferencia por yacimientos profundos, que produzcan petróleos livianos a alta presión.	Problemas de corrosión con gases diferentes al Nitrógeno.
Generar un empuje de gas en el yacimiento cuando esté lleno con gases de bajo costo.	Se prefiere yacimientos altamente buzantes (> 50°) para permitir estabilización, mejorando así su razón de movilidad.	Gastos adicionales por procesos de separación entre los gases no hidrocarburos de los gases comerciales.

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. P. 159; SATTER, Abdus, et. al., Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, p. 556; Modificada por los autores.

➤ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 14**, se pueden apreciar cuales son los requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

**Tabla 14.** Requerimientos técnicos para inyección de Nitrógeno y gases inertes.

PARÁMETRO	VALOR
°API	> 24 (> 35 para Nitrógeno)
$\mu_o$	< 10 cp
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos
$S_o$	> 30 %
Litología	Areniscas o carbonatos, con mínimo de fractura y alta permeabilidad
Profundidad	> 4.500 ft

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. Modificado por los autores.

**2.1.3 Métodos Térmicos.** A continuación, se describen métodos de recobro que utilizan la inyección de fluidos a alta temperatura con el objetivo de reducir de manera significativa la viscosidad del petróleo, con el fin de mejorar la movilidad del petróleo desde el yacimiento hasta los pozos productores según Alvarado, *et al*<sup>18</sup> y

<sup>18</sup> Alvarado, Douglas, *et. al.*, Recuperación térmica de petróleo: Caracas, Rincón Mora, 2002, 344 p.



los autores ya mencionados; en esta parte del capítulo se aborda el método de inyección de vapor el cual es una pieza fundamental para el desarrollo de este proyecto de grado:

**2.1.3.1 Combustión In Situ.** En la **Tabla 15**, se describe de manera general cuáles son los objetivos, las limitaciones y problemas que se pueden presentar al momento de implementar este método.

**Tabla 15.** Características de la Combustión In - Situ.

<b>OBJETIVOS</b>	<b>LIMITACIONES</b>	<b>PROBLEMAS</b>
<b>Reducción de la viscosidad del petróleo por transferencia de calor.</b>	Si no se forma suficiente coque del petróleo que está siendo quemado, el proceso de combustión no se sostiene.	Proceso complejo, este puede llegar a formar emulsiones.
<b>Los productos de la combustión y crackeo térmico se mezclan para proporcionar material para un nuevo ciclo.</b>	La excesiva depositación de coque retrasa el avance de la zona de combustión y por lo tanto se requiera mayor cantidad de aire para sostener la combustión.	Requiere alta inversión y es difícil de controlar.
<b>Se quema el coque producido de las cadenas pesadas del petróleo.</b>	La saturación de petróleo y la porosidad deben ser altas para minimizar pérdidas de calor hacia la roca.	Por efectos del agua caliente se puede presentar corrosión por su bajo pH y fallo de tuberías.
<b>Generar un efecto de pistón en la zona de combustión, para desplazar los fluidos.</b>	El proceso tiende a barrer las partes superiores del yacimiento de modo que la eficiencia de barrido es pobre en formaciones con espesores muy grandes.	Aumento de la producción de arena

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. P. 153; SATTER, Abdus, *et. al.*, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, p. 552; Modificada por los autores.

El método como tal consiste en elevar la temperatura del yacimiento a tal punto que se produzca un incendio controlado dentro de este, posteriormente se hace una inyección de aire para mantener la combustión de cierta cantidad de crudo dentro del yacimiento, la técnica más usada es la combustión directa, la cual consiste en inyectar a través de un pozo inyector aire para propagar la combustión desde dicho pozo al resto del área que se desea tratar.



En este método se quema aproximadamente un 10% del OOIP para poder generar el calor requerido. El calor generado puede llegar a temperaturas aproximadas de 1.112 °F, como resultado de la quema de petróleo se producen cantidades considerables de gas.

➤ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 16**, se pueden observar cuales son los Requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

**Tabla 16.** Requerimientos técnicos para Combustión In - Situ.

PARÁMETRO	VALOR
°API	< 40 (Normalmente entre 10 - 25)
$\mu_o$	< 1.000 cp
<b>Composición</b>	Presencia de asfáltenos para ayudar a la deposición de coque
$S_o$	40 - 50 %
<b>Litología</b>	Arena o arenisca de alta porosidad
<b>K</b>	> 100 md
<b>Profundidad</b>	> 500 ft
$T_f$	150 °F

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. Modificado por los autores.

**2.1.3.2 Inyección de vapor.** Este proceso de inyección es uno de los métodos de recobro que ha sido ampliamente utilizado en campos maduros que producen petróleo pesado y extrapesado a nivel mundial, este método nació de la necesidad de las empresas operadoras por incrementar el barrido volumétrico de petróleo residual mediante la disminución de la viscosidad del petróleo por calentamiento trayendo como consecuencia un aumento significativo en el factor de recobro de los yacimientos logrando aumentar los dividendos del campo.

➤ **Historia de la inyección de vapor.** El primer caso documentado de un proceso de una inyección continua de vapor data de los años 1931 y 1932, cuando se inyectó vapor por 235 días en una arena de 18 pies de espesor, a una profundidad de 380 pies, en la parcela de Wilson y Swain, cerca de Woodson, Texas, EE.UU.; por otro lado el proceso de inyección cíclica de Vapor fue descubierto accidentalmente en Venezuela en el año de 1959, al fallar un proyecto piloto de inyección continua de vapor que estaba llevando a cabo la compañía Shell de Venezuela en el campo Mene Grande en este proceso se produjo una erupción de vapor cerca de uno de los pozos inyectoros, razón por la cual se detuvo la inyección de vapor, tiempo después cuando se hizo la reapertura de los pozos inyectoros, estos empezaron a producir naturalmente a altas tasas<sup>19</sup>. Después se documentaron casos en 1960

<sup>19</sup> OJEDA Hernández, Andreina. Evaluación de las condiciones en la inyección continúa de vapor para producir una movilidad eficiente del petróleo extrapesado. Trabajo de grado Magister en Ingeniería de Petróleos. Caracas: Universidad Simón Bolívar de Venezuela. Facultad de Ingeniería, 2011. 5 p.

donde se aplicó inyección cíclica de vapor en el campo Yorba Linda, en California. En 1961 comenzó la inyección cíclica en el campo Kern River, luego en 1962 los campos Coalinga y McKittrick también comenzaron con este proceso, también en este año se comenzó con la inyección continua en Kern River. Desde entonces se ha usado ampliamente en todo el mundo y su principal objetivo es recuperar los volúmenes económicamente rentables de petróleo remanente que se encuentra entrampado en el espacio poral.

➤ **Características del método.** En la **Tabla 17**, se pueden observar cuales son los objetivos que buscan las empresas al implementar este tipo de inyección, las limitaciones y problemas que conllevan hacer este tipo de inyección.

**Tabla 17.** Características de la inyección de vapor.

<b>OBJETIVOS</b>	<b>LIMITACIONES</b>	<b>PROBLEMAS</b>
<b>Reducir la viscosidad de petróleo por transferencia de calor.</b>	Preferiblemente baja profundidad para evitar pérdidas de calor.	Relación de movilidades adversa.
<b>Suministrar presión al yacimiento para empujar al petróleo.</b>	Debe existir bajo porcentaje de arcillas sensibles.	Canalización del vapor.
<b>Aumentar la eficiencia de barrido.</b>	El espesor de capa a inyectar debe ser mayor a 20 ft para evitar pérdidas de calor.	Pérdidas de calor, lo que genera una condensación del vapor inyectado (pérdida de calidad).
<b>Limpiar la zona cercana al pozo.</b>	Normalmente no se usa presencia de carbonato.	Incompatibilidad entre el vapor de agua inyectado y el agua presente en la formación.

**Fuente:** ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006. p. 152.; SATTER, Abdus, et. al., Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted With Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, p. 552.; Modificada por los autores.

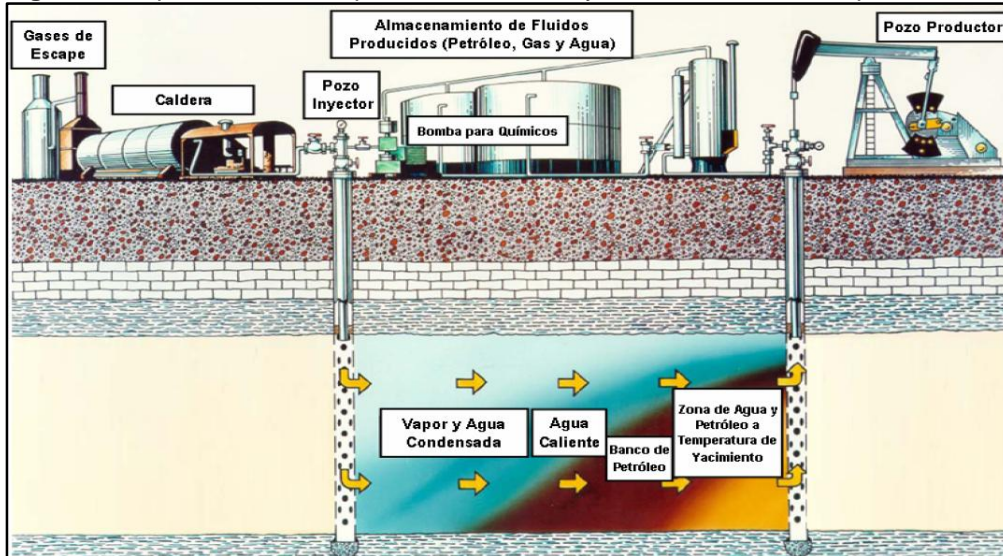
➤ **Tipos de inyección de vapor.** El proceso de inyección de vapor se puede llevar a cabo de dos maneras que son:

✓ **Inyección continua de vapor.** Según Alvarado, *et al.*<sup>20</sup>, Es un proceso en donde se busca un desplazamiento mediante una inyección en forma continua de vapor a alta temperatura por medio de pozos inyectoras para llegar a la formación productora, cuando el vapor entra en contacto con el banco de petróleo, por efectos de la transferencia de calor vapor – petróleo, se reduce la viscosidad de petróleo lo

<sup>20</sup> ALVARADO, Douglas, et al. Recuperación térmica de petróleo, Caracas: Rincón Mora, 2002, p. 201.

que provoca una mejora significativa en la movilidad del petróleo desde el yacimiento hacia los pozos de productores. Como se observa en la **Figura 4**.

**Figura 4.** Representación esquemática de una inyección continua de vapor.



**Fuente:** ALVARADO, Douglas, et al. Recuperación térmica de petróleo, Caracas: Rincón Mora, 2002, p. 232.

Para este proceso los pozos tanto inyectores como productores se deben perforar en arreglo para que el método surta efecto, en muchos de los casos los pozos usados en este tipo de inyección fueron pozos perforados para hacer inyección cíclica de vapor, pero por cuestiones económicas fueron convertidos en inyección continua; ya que el factor de recobro de la inyección cíclica es de 6 - 15 % en cambio en la inyección continua es de un 40 - 50 %.

✓ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 18**, se pueden observar cuáles son los requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

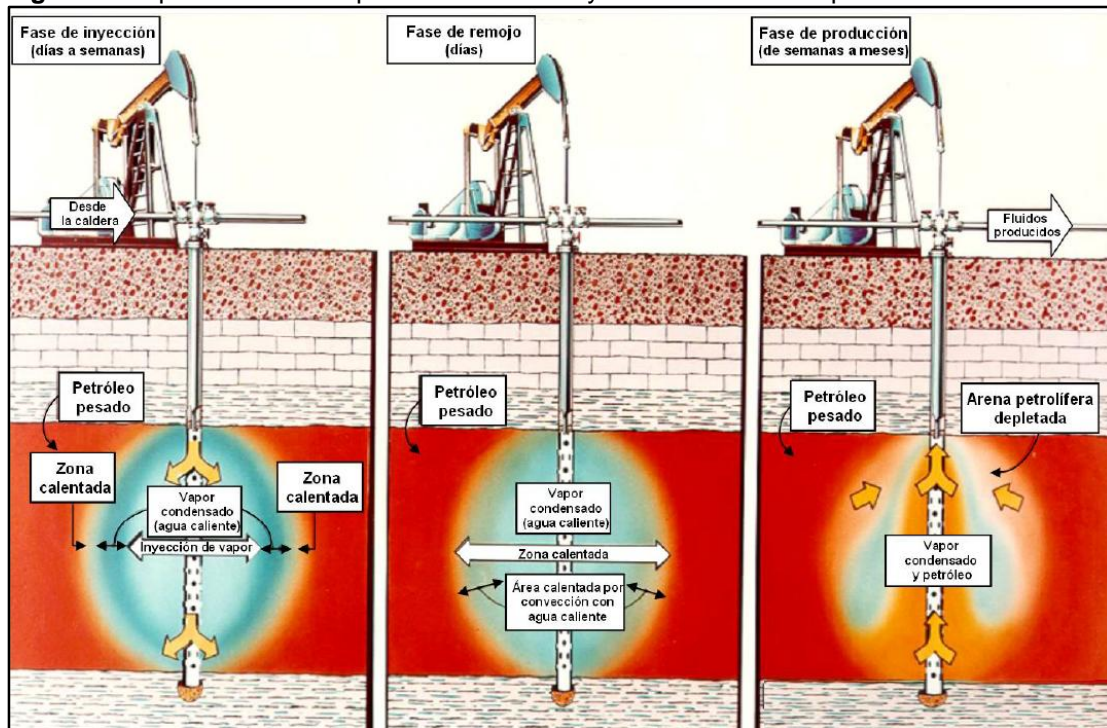
**Tabla 18.** Requerimientos técnicos para una inyección continua de vapor.

PARÁMETRO	VALOR
°API	12 -25
$\mu_o$	< 1.000 cp
Espesor	> 30 ft reducir perdidas de calor a formaciones adyacentes.
$S_o$	40 - 50 %
Litología	Arena o arenisca de alta porosidad
K	> 1.000 md
Profundidad	< 3.00 ft
Presión de inyección	< 2.500 psi
Calidad de vapor	80 – 85 %
Porosidad	30 %

**Fuente:** ALVARADO, Douglas, et al. Recuperación térmica de petróleo, Caracas: Rincón Mora, 2002, p. 254.

✓ **Inyección cíclica de vapor.** Según Alvarado<sup>21</sup>; Este es de los procesos más populares en el mundo porque la inversión inicial es relativamente baja y el retorno de esta se da en un tiempo muy corto; como tal el proceso consiste en hacer una inyección de vapor a alta temperatura por periodos relativamente cortos de tiempo (entre una y cinco semanas) dependiendo de las características y condiciones del yacimiento, después se cierran los pozos por un periodo de tiempo (tres a cinco días), para que por transferencia de calor el vapor inyectado entre en contacto con los fluidos que se encuentran almacenados en el yacimiento con el objetivo de disminuir su viscosidad, esta fase se le denominada la fase de remojo, por último se lleva a cabo la reapertura de dichos pozos en los cuales se puede observar un aumento considerable en la producción, esta fase se conoce como fase de producción. La **Figura 5**, es una representación de dicho proceso.

**Figura 5.** Representación esquemática de una inyección cíclica de vapor.



**Fuente:** ALVARADO, Douglas, et al. Recuperación térmica de petróleo, Caracas: Rincón Mora, 2002, p. 202.

El efecto de la producción incrementada permanecerá un lapso de tiempo que según la literatura debe ser de cuatro a seis meses, después la producción empezará a declinar de manera gradual y se podrá pensar en realizar un segundo o hasta un tercer proceso de inyección, dependiendo el diseño del método. Pero

<sup>21</sup> *Ibidem*, p.231.

hay que tener en cuenta que el aumento de producción en cada ciclo será cada vez menor.

✓ **Requerimientos técnicos.** En la **Tabla 19**, se pueden ver los requerimientos mínimos para llevar a cabo este método.

**Tabla 19.** Requerimientos técnicos para una inyección cíclica de vapor.

PARÁMETRO	VALOR
°API	< 15 %
$\mu_o$	< 4.000 cp
Espesor	> 30 ft
$S_o$	30 – 50 %
Tiempo de inyección	7 – 35 días
Tiempo de remojo	3 – 5 días
Número de ciclos	3 – 5
Longitud de los ciclos	4 – 6 meses
K	1.000 – 2.000 md
Profundidad	< 3.000 ft
Presión de inyección	< 1.400psi
Calidad de vapor	80 – 85 %
Porosidad	> 30%

**Fuente:** ALVARADO, Douglas, et al. Recuperación térmica de petróleo, Caracas: Rincón Mora, 2002, p. 254.

➤ **Calidad de vapor:** Según Gómez<sup>22</sup>, es la fracción por peso del vapor seco en una libra de vapor húmedo. Para todos los procesos de inyección de vapor, el fluido que entra en contacto con el banco de petróleo debe tener un cierto porcentaje de vapor seco (calidad del vapor), para que el proceso sea exitoso. Por lo general en la mayoría de procesos el vapor inyectado desde superficie puede contener aproximadamente un 80 % de vapor seco y 20 % de agua para que el proceso de los resultados esperados.

<sup>22</sup> GOMEZ, Luis. Recuperación mejorada de hidrocarburos: inyección cíclica y continua de vapor, Bucaramanga: Editorial Universidad Industrial de Santander, 1989, p. 8.



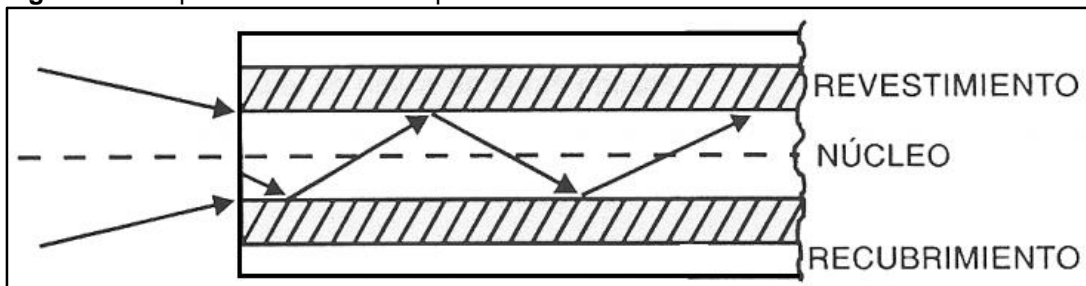
### 3. HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA (DTS)

En este capítulo se hace una descripción general del funcionamiento y usos de la fibra óptica, para después describir el funcionamiento, usos e interpretación de los registros arrojados por la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura, DTS por sus siglas en ingles.

#### 3.1 FIBRA ÓPTICA

La fibra óptica es un sistema por el cual se envía información por medio de refracción de rayos de luz dentro del núcleo de la fibra. Como tal la fibra óptica está compuesta por dos elementos, el núcleo que generalmente está compuesto por plástico o vidrio preferiblemente de sílice y un revestimiento de cuarzo o plástico, para que operen correctamente se debe hacer un diseño en donde el índice de refracción del revestimiento sea ligeramente inferior al índice del núcleo, porque este ligero cambio genera que el pulso de luz generado en un extremo de la fibra, dentro de un determinado ángulo, se refleje cada vez que incide en los límites entre el núcleo y el revestimiento. La luz continúa reflejándose múltiples veces a través de la fibra por la reflexión interna total, hasta que llega a un receptor de señales; para evitar que la fibra sufra algún daño se coloca un recubrimiento que lo proteja de los ambientes en los que se exponga<sup>23</sup>, como se puede observar en la **Figura 6**.

**Figura 6.** Componentes de la fibra óptica.



**Fuente:** INSTITUTO TECNÓLOGICO DE LA LAGUNA, Fundamentos de fibra óptica, [En línea]. [Citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: [http://www.itlalaguna.edu.mx/Academico/Carreras/electronica/opteca/OPTOPDF7\\_archivos/UNIDAD7T EMA2.PDF](http://www.itlalaguna.edu.mx/Academico/Carreras/electronica/opteca/OPTOPDF7_archivos/UNIDAD7T EMA2.PDF), p.1.

<sup>23</sup>INSTITUTO TECNÓLOGICO DE LA LAGUNA, Fundamentos de fibra óptica, [En línea]. [citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: [http://www.itlalaguna.edu.mx/Academico/Carreras/electronica/opteca/OPTOPDF7\\_archivos/UNIDAD7TEMA2.PDF](http://www.itlalaguna.edu.mx/Academico/Carreras/electronica/opteca/OPTOPDF7_archivos/UNIDAD7TEMA2.PDF)

**3.1.1 Propagación de la luz**<sup>24</sup>. Para que los pulsos de luz se propaguen de manera correcta debe tener en cuenta las siguientes leyes y principios físicos como lo son la ley de Snell, la ley de refracción, el principio de Raman, principio de reflexión interna total, la atenuación y dispersión:

**3.1.1.1 Ley de Snell**<sup>25</sup>. La ley de Snell está descrita en la **Ecuación 1**, que permite calcular el ángulo de refracción de la luz al atravesar la superficie que separa dos medios en que se propague la luz o cualquier onda electromagnética que cuenten con un índice de refracción distinto.

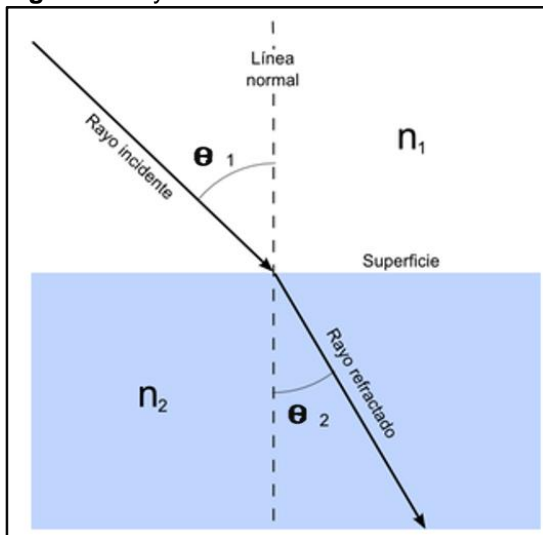
**Ecuación 1.** Ley de Snell.

$$\eta_1 * \text{sen}\theta_1 = \eta_2 * \text{sen}\theta_2$$

**Fuente:** UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN, Física moderna: óptica, [En línea]. [Citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: <https://fisica-moderna.jimdo.com/%C3%B3ptica/ley-de-snell/>

En esta ecuación  $\eta_1$  y  $\eta_2$  son los índices de refracción de ambos medios de propagación y  $\theta_1$  y  $\theta_2$  son los ángulos incidente y refractado respectivamente, en que la luz atraviesa cada medio, como se puede observar en la **Figura 7**.

**Figura 7.** Ley de Snell.



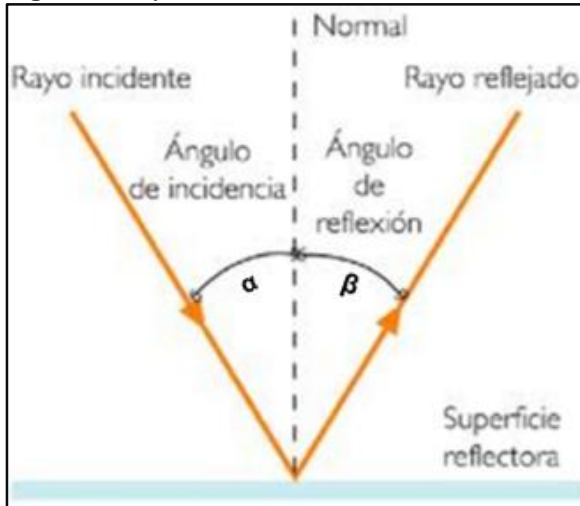
**Fuente:** UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN, Física moderna: óptica, [En línea]. [Citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: <https://fisica-moderna.jimdo.com/%C3%B3ptica/ley-de-snell/>

<sup>24</sup> SANTA CRUZ, Oscar, Modulo introductorio: Principios generales del sistema de fibra óptica: Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, 2010. P.4.

<sup>25</sup> UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN, Física moderna: óptica, [En línea]. [citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: <https://fisica-moderna.jimdo.com/%C3%B3ptica/ley-de-snell/>

**3.1.1.2 Ley de Reflexión<sup>26</sup>.** Cuando un pulso de luz se encuentra con una superficie material que le impide pasar a través de él, llamado superficie reflectora, el rayo de luz choca con el material, cambia de dirección y se dirige hacia su lugar de origen, como se puede ver en la **Figura 8**, a este fenómeno se le conoce como reflexión.

**Figura 8.** Ley de reflexión.



**Fuente:** SANTA CRUZ, Oscar, Modulo introductorio: Principios generales del sistema de fibra óptica: Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, 2010. P.4.

Este fenómeno puede ser explicado por dos principios el primero sugiere que la reflexión ocurre en un solo plano, esto quiere decir que los tres rayos: el incidente, la normal y el reflejado deben estar en un mismo plano del espacio como se ve en la anterior **Figura 8**; el segundo principio dice que la medida del ángulo de incidencia es la misma que la del ángulo de reflexión, como se muestra en la **Ecuación 2**.

**Ecuación 2.** Ley de reflexión: Segundo principio.

$$\alpha = \beta$$

**Fuente:** SANTA CRUZ, Oscar, Modulo introductorio: Principios generales del sistema de fibra óptica: Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, 2010. P.4.

**3.1.1.3 Efecto Raman<sup>27</sup>.** El efecto Raman dice que cuando hay dispersión de un rayo de luz de un átomo o molécula, la mayoría de los fotones del rayo se dispersan de manera elástica (dispersión de Rayleigh), en otras palabras, los fotones dispersados tienen la misma frecuencia que los fotones del rayo incidente. Sin embargo, una pequeña fracción de los fotones del rayo de luz son dispersados de manera inelástica lo que quiere decir que se dispersaron a menores frecuencias,

<sup>26</sup> SANTA CRUZ, Oscar, Modulo introductorio: Principios generales del sistema de fibra óptica: Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, 2010. P.4.

<sup>27</sup> PÉREZ, José Luis, *et al.*, ESPECTROSCOPÍAS INFRARROJA Y RAMAN, [En línea]. [citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: <http://sistemas.fciencias.unam.mx/~fam/EsRaman.pdf>

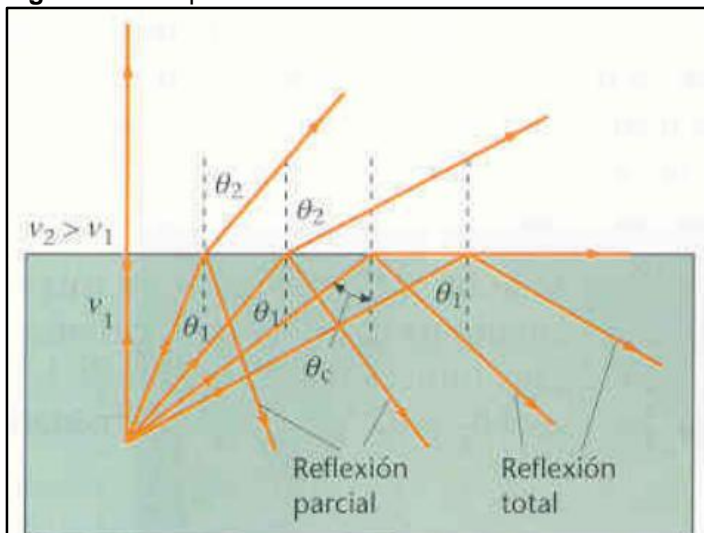


que la frecuencia de los fotones incidentes. Este tipo de dispersión se puede dar en dos escenarios:

- **Dispersión Stokes:** En este tipo de dispersión el fotón le cede energía a la molécula, la frecuencia del rayo de luz dispersado es menor que del rayo de luz incidente.
- **Dispersión anti-Stokes:** Si el fotón obtiene energía de la molécula se observa lo contrario, la frecuencia del rayo de luz dispersado es mayor que la del rayo de luz incidente.

**3.1.1.4 Principio de reflexión interna total<sup>28</sup>.** Este principio es aplicable cuando un haz de luz pasa de un medio con un mayor índice de refracción a un segundo medio que posea un menor índice de refracción. Al ir aumentando el ángulo de incidencia sobre la superficie, el ángulo del rayo refractado aumentara su ángulo de manera paulatina hasta alcanzar los  $90^\circ$ , cuando esto ocurre este ángulo es mayor al ángulo crítico haciendo que el haz de luz no pase a otro medio, sino que se refleje internamente en el medio, como se puede ver en la **Figura 9**. Una aplicación muy interesante de este fenómeno es la fibra óptica, ya que al usar este fenómeno el haz de luz transmitido dentro del núcleo de vidrio se refleja internamente tanto de ida como de vuelta a lo largo de toda la línea.

**Figura 9.** Principio de reflexión interna total.



**Fuente:** TECNUN, Naturaleza y propagación de la luz: Navarra, Universidad de Navarra, 2007, p.20.

**3.1.1.5 Atenuación<sup>29</sup>.** La atenuación de los pulsos de luz se presenta cuando hay una disminución de la energía luminosa mientras se propaga o a lo largo de la fibra óptica. Teniendo en cuenta este factor se puede saber cuál es la distancia máxima

<sup>28</sup> TECNUN, Naturaleza y propagación de la luz: Navarra, Universidad de Navarra, 2007, p.20.

<sup>29</sup> SANTA CRUZ, Oscar, Modulo introductorio: Principios generales del sistema de fibra óptica: Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, 2010. P.9.

que se puede tener entre el dispositivo emisor y el receptor sin necesidad de otros dispositivos que incrementen la señal.

Existen dos fenómenos fundamentales que atenúan la señal en la fibra óptica que son:

- **Reflexión difusa (Scattering):** Este fenómeno se presenta por una falta de homogeneidad en el núcleo que difunde el pulso de luz dispersándolo al revestimiento.
- **Absorción:** Este fenómeno es cuando la fibra toma parte de la energía lumínica que está siendo enviada y la transforma en calor.

**3.1.1.6 Dispersión<sup>30</sup>.** Es un mecanismo que limita el ancho de banda o la cantidad de información que es capaz de transportar la fibra.

**3.1.2 Tipos de fibra óptica<sup>31</sup>.** La fibra óptica puede ser clasificada según dos criterios que son:

**3.1.2.1 Según el modo de propagación del pulso de luz dentro del núcleo.** Se clasifican en:

- **Fibra monomodo:** En este tipo de fibra el pulso de luz solo se puede propagar en un solo sentido en el interior del núcleo, que es paralelo al eje de la fibra.
- **Fibra multimodo:** En este tipo de fibra el pulso de luz se puede propagar, como su nombre lo dice, en múltiples modos dentro del núcleo, tomando diferentes caminos.

**3.1.2.2 Según la variación del índice de refracción en el núcleo.** Se clasifican en:

- **Fibra con salto de índice (Step index):** El índice de refracción del núcleo en este tipo de fibra se mantiene constante, este índice pasa bruscamente del valor de la cubierta al del núcleo en un solo paso.
- **Fibra con variación de índice (Graded index):** El índice de refracción en el núcleo varía, ya que este pasa de forma gradual desde la cubierta hasta el núcleo.

---

<sup>30</sup> INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LA LAGUNA, Fundamentos de fibra óptica, [En línea]. [citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: [http://www.itlalaguna.edu.mx/Academico/Carreras/electronica/opteca/OPTOPDF7\\_archivos/UNIDA D7TEMA2.PDF](http://www.itlalaguna.edu.mx/Academico/Carreras/electronica/opteca/OPTOPDF7_archivos/UNIDA D7TEMA2.PDF)

<sup>31</sup> AGUILERA, SANTIAGO, Fundamentos de comunicaciones ópticas: Madrid, Universidad Politécnica de Madrid, 2010. P.10.

### 3.2 HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA (DTS)

Después de haber dado una breve introducción a la tecnología de fibra óptica, se hace un breve resumen de los principios de funcionamiento, los usos y componentes de la herramienta DTS.

**3.2.1 Definición.** La herramienta de monitoreo distribuido de temperatura o también conocida con sensor de monitoreo distribuido de temperatura, DTS por sus siglas en inglés, es una tecnología que permite hacer una continua medición en tiempo real de temperatura distribuida a lo largo de un cable de fibra óptica, lo que permite hacer un monitoreo continuo en el punto o puntos que se desee o si se tiene duda de algún resultado se puede hacer las repeticiones que sean necesarias del registro<sup>32</sup>.

El cable de fibra óptica es altamente sensible ya que es capaz de detectar cambios de temperatura por encima de los -33,8 °F hasta los en cualquier punto de la línea, el cable puede llegar a tener una longitud de 98.425 ft<sup>33</sup>, la cual puede tener en uno o ambos extremos un instrumento de grabación de información, las ventajas de esta tecnología es que no posee ningún cable o conexión eléctrica o electrónica o algún sensor a lo largo de la línea, lo que hace que su instalación sea rápida y fácil de hacer. Otro beneficio es que disminuye notablemente el peligro de incendio por presencia de una chispa en ambientes altamente inflamables.

**3.2.2 Usos**<sup>34</sup>. En la **Tabla 20**, se puede ver algunos de los usos de esta tecnología.

**Tabla 20.** Usos de la Tecnología DTS.

INDUSTRIA PETRÓLEO Y GAS			SECTOR ELÉCTRICO	
Monitoreo de pozos de petróleo y gas	de de	Monitoreo de oleoductos y gasoductos	Monitoreo de cables submarinos	Monitoreo de las líneas de distribución eléctrica.
Monitoreo de temperatura, presión en tiempo real.	de en	Monitoreo de fugas en tubería.	No requiere componentes adicionales a lo largo de la línea.	Detección de averías en el cable.
Determina la integridad del pozo.	la del	Corto tiempo de adquisición de datos.	Muy buena calidad de datos adquiridos.	Detección de anomalías por presencia de hielo o tormentas eléctricas.

<sup>32</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 1.

<sup>33</sup> SENSORNET, Frequently asked questions, [En línea]. [citado el 12 de marzo de 2017]. Disponible en internet: <http://www.sensornet.co.uk/faqs/#1464184839467-8ffe3516-a864>

<sup>34</sup> OZOPTICS, Fiber optic distributed temperature sensors, [En línea]. [citado el 12 de marzo de 2017]. Disponible en internet: [http://www.ozoptics.com/ALLNEW\\_PDF/DTS0127.pdf](http://www.ozoptics.com/ALLNEW_PDF/DTS0127.pdf)

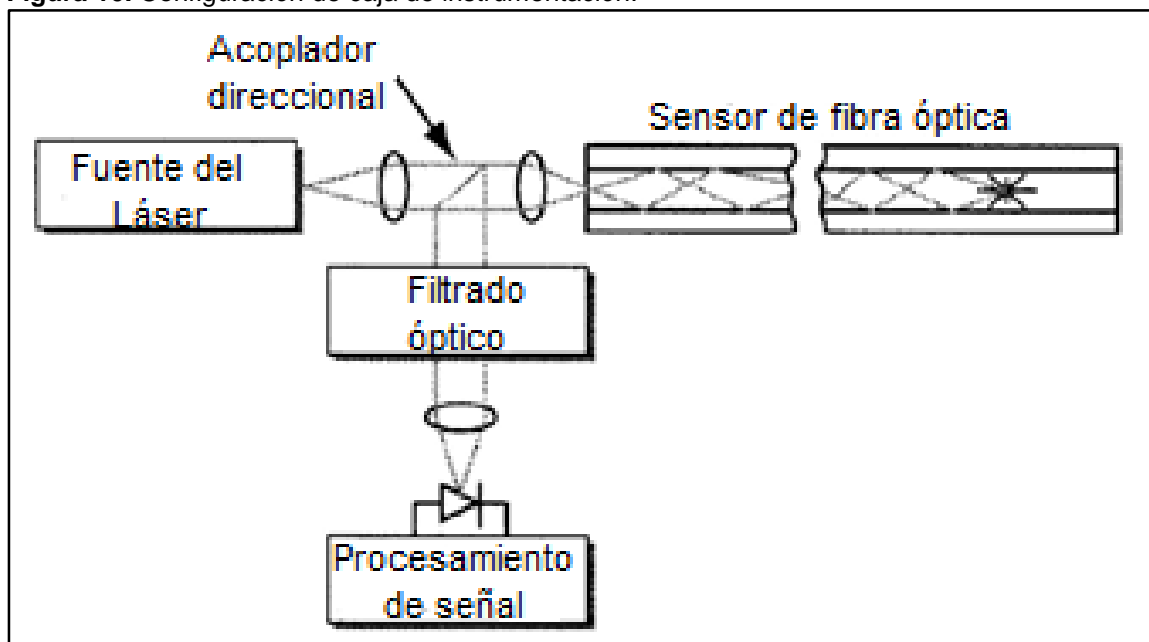
<b>Soporta altas temperaturas y presiones.</b>	<b>Monitoreo en tiempo real.</b>	<b>Larga vida útil a condiciones marinas.</b>	<b>Tecnología fácil de implementar.</b>
--	----------------------------------	---	---

**Fuente:** OZOPTICS, Fiber optic distributed temperature sensors, [En línea]. [Citado el 12 de marzo de 2017]. Disponible en internet: [http://www.ozoptics.com/ALLNEW\\_PDF/DTS0127.pdf](http://www.ozoptics.com/ALLNEW_PDF/DTS0127.pdf)

**3.2.3 Componentes de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura.** En esta parte del capítulo se muestra cuáles son los principales componentes de una herramienta de monitoreo distribuido de temperatura.

**3.2.3.1 Caja de instrumentación.** La **Figura 10**, muestra cuál es la configuración normal de una caja de instrumentación de una herramienta de monitoreo distribuido de temperatura; está contiene una fuente de láser capaz de lanzar múltiples pulsos de luz láser. Estos pulsos láser son dirigidos a la línea de fibra óptica por medio de un acoplador direccional. La línea de fibra óptica para ser calibrada pasa a través de un horno o baño que posee una temperatura de referencia conocida. El pulso de luz se mueve a lo largo de la línea como se ha descrito anteriormente, iniciando la dispersión de luz en las bandas de Rayleigh, Brillouin y Raman del espectro de luz.

**Figura 10.** Configuración de caja de instrumentación.

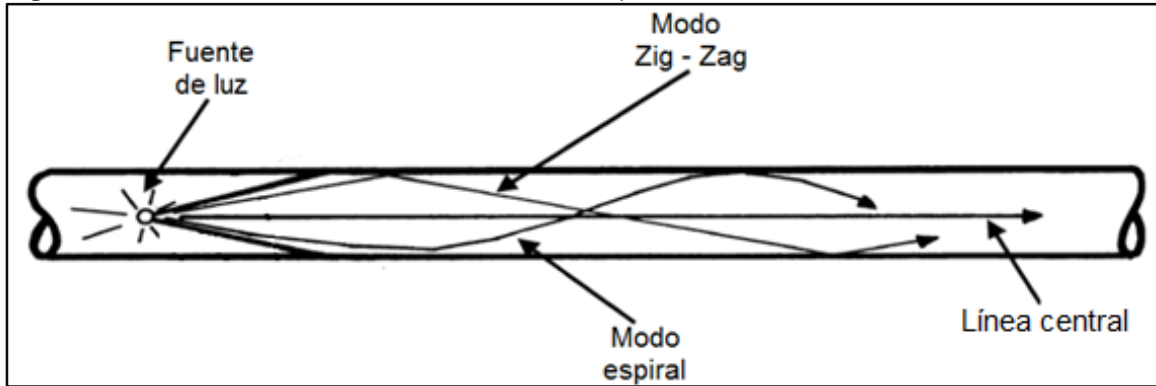


**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 22.

La luz dispersada llega entonces a la caja de instrumentación, donde se filtran las ondas de Rayleigh, Brillouin para enfocarse en las bandas de Raman. La posición que tiene algún dato de temperatura a lo largo de la fibra depende del tiempo en que se demoró la luz desde el momento en que fue emitida hasta que regresa dispersada a la caja y se procesa.

El pulso de luz que sale inicialmente del láser puede entrar en la fibra en un ángulo con respecto a su línea central que puede ser reflejada internamente a lo largo de la fibra en dos patrones, como lo muestra la **Figura 11**, en zigzag o en espiral; En ambos casos, la trayectoria óptica es más larga y generalmente esos pulsos tardan un poco más en llegar al receptor.

**Figura 11.** Patrones de reflexión dentro de la fibra óptica.



**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 3.

Para minimizar el retraso en la llegada de la luz dispersada, se utiliza una fibra multimodo con un índice de refracción variable porque este aumenta de manera parabólica el índice de refracción del núcleo de vidrio para que este sea aproximadamente un 0,5 % mayor que el índice del revestimiento. Este pequeño cambio permite que los pulsos que se reflejaron en forma de zigzag o en espiral viajen un poco más rápido, haciendo que coincidan con el tiempo de llegada del resto de los pulsos.

**3.2.3.2 Fibra óptica de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura<sup>35</sup>.** La fibra la más usada en la toma de registros DTS es de tipo multimodo que tenga una variación de índice en el núcleo. En la **Tabla 21**, muestra las especificaciones de la fibra usada en la herramienta:

**Tabla 21.** Parámetros de la fibra óptica usada por la DTS.

PARÁMETRO	DTS
Material del núcleo	Vidrio preferiblemente de Sílice
Diámetro núcleo	50 $\mu\text{m}$
Diámetro revestimiento	$\leq 125 \mu\text{m}$
índice de refracción del núcleo	$\approx 0,5 \%$ mayor que el índice del revestimiento

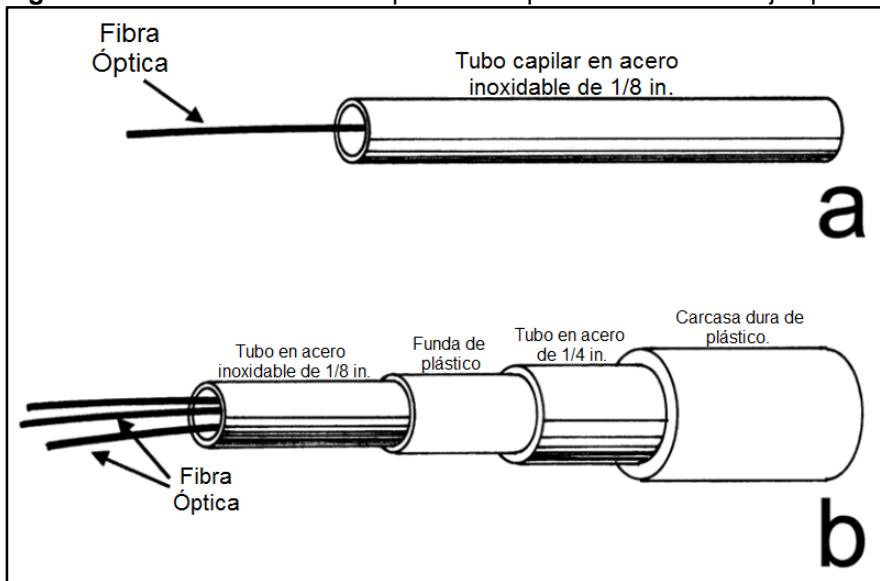
**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 2.

<sup>35</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 2.

**3.2.3.3 Protección mecánica de la fibra óptica**<sup>36</sup>. Por sí misma, la fibra óptica que fue descrita anteriormente es demasiado frágil y no duraría mucho en un entorno industrial, así que se los fabricantes le hacen un recubrimiento con una capa de Oro o Carbono de aproximadamente 1  $\mu\text{m}$  de espesor, que viene sucedida por capas de materiales plásticos cada vez más robustos hasta que la fibra tenga un diámetro aproximado de 500 a 900  $\mu\text{m}$ , al terminar este proceso de recubrimiento la fibra está lista para ser usada.

Pero la fibra usada en operaciones de pozos petroleros debe tener protección adicional por las condiciones extremas a las que va a ser expuesta, por esta razón, se le introduce la fibra en una varilla de fibra de vidrio semirrígida permanente o en un tubo capilar en acero inoxidable, con un diámetro aproximado de 1/8 in. Dependiendo de la instalación, tales varillas o tubos pueden colocarse dentro de otros tubos de 1/4 in de diámetro, que a su vez pueden tener otra protección mecánica externa como se puede ver en la **Figura 12**, donde se presentan ambos casos de una fibra con un recubrimiento sencillo (a) y otra con tres capas adicionales de recubrimiento (b). El tipo de protección mecánica dependerá de la instalación y se tratará será aún más detallada en la sección en donde se encuentran las instalaciones de fondo.

**Figura 12.** Protección mecánica para fibra óptica usada en trabajos petroleros.



**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 4.

**3.2.4 Funcionamiento.** Una vez que la fibra óptica haya sido instalada de manera correcta, es capaz de hacer mediciones cada tres o cinco o quince pies, la distancia que la persona que la está operando requiera. Desde superficie en la línea se emite un pequeño pulso de luz láser que dura unos 10 nanosegundos o menos, que ilumina el núcleo de vidrio a lo largo de toda la fibra de vidrio, en el momento que

<sup>36</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 3.

este pulso choca con la estructura y átomos de la fibra emite pequeñas ráfagas de luz dispersa que retorna a una caja de instrumentación donde es codificada y analizada para determinar la temperatura del punto en el cual la luz fue dispersada, esta radiación dispersada se conoce como el efecto Raman.

Dado que la velocidad de la luz es constante y se tiene el tiempo recorrido desde la emisión del pulso de luz hasta el retorno de la luz dispersada, se puede determinar la posición de un registro de temperatura a lo largo de la fibra. El monitoreo continuo junto con la dispersión de la luz permite construir un perfil de temperatura en tiempo real para el intervalo de estudio llamado registro de temperatura distribuido (DTS por sus siglas en inglés). Para que se pueda obtener un perfil de temperatura de buena calidad y una buena resolución se debe tener en cuenta las siguientes variables<sup>37</sup>.

- Distancia: Cada cuanto se van a hacer las mediciones.
- Velocidad: Tiempo requerido para hacer cada medición.
- Resolución de temperatura: Cual es el rango de los cambios de temperatura que serán detectados.
- Resolución espacial: La menor distancia en la cual se pueden detectar cambios de temperatura.

El equilibrio entre estas variables determina el rendimiento del sistema de medición y la importancia de cada uno de ellos depende de la naturaleza de la aplicación. Aunque los DTS son capaces de obtener un registro cada segundo, se debe encontrar el tiempo ideal para que se obtengan perfiles con mucha más calidad.

**3.2.4.1 Pulso de luz<sup>38</sup>.** A continuación, se explican cuáles son las variables críticas que se deben tener en cuenta para que el pulso de luz sea de óptima calidad para obtener un buen registro.

➤ **Velocidad del pulso<sup>39</sup>.** Este pulso de luz es lanzado desde superficie por un Láser que se encuentra en la caja de instrumentación. Este pulso tiene una longitud de onda entre 800 y 1.600 nm en el infrarrojo más allá del espectro visible, cuando este pulso se transmite a través de la fibra se ralentiza un poco, el principal factor por el cual ocurre este fenómeno es el índice de refracción del vidrio que compone el núcleo de la fibra.

Si el vidrio de la fibra tiene un índice de refracción mayor que el medio, el pulso de luz puede quedar atrapado dentro de la fibra lo que provocara que se propague a

---

<sup>37</sup> SENSORNET, Frequently asked questions, [En línea]. [citado el 12 de marzo de 2017]. Disponible en internet: <http://www.sensornet.co.uk/faqs/#1464184839467-8ffe3516-a864>

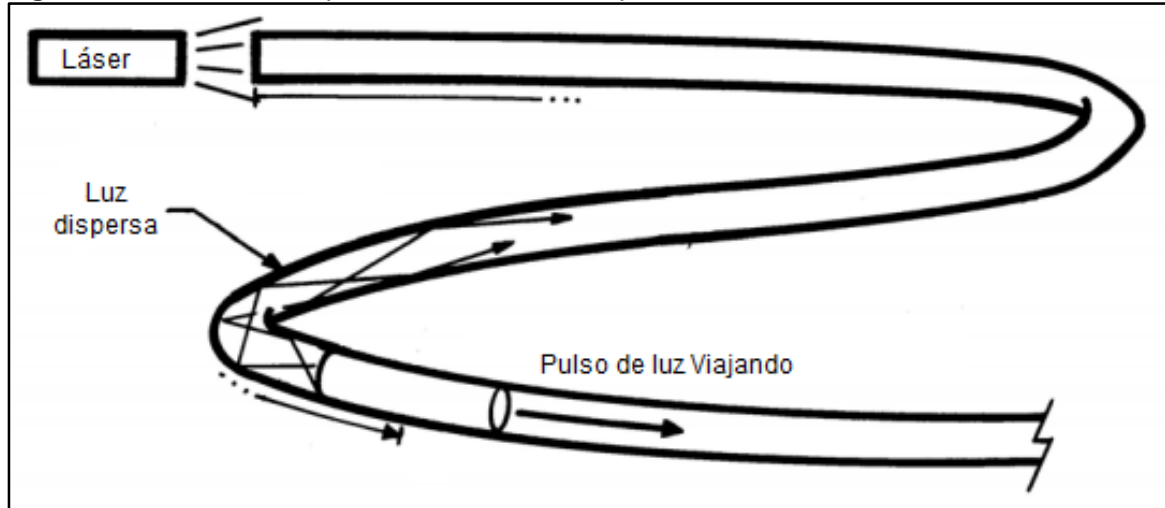
<sup>38</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 11.

<sup>39</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 11.

través de esta, Esto ocurre cuando el ángulo de incidencia entre el pulso de luz dentro de la fibra y su interfaz con el entorno es menor del valor crítico. Este es el principio de reflexión interna total basado en la ley de Snell.

➤ **Longitud del pulso**<sup>40</sup>. El pulso que proviene del láser tiene una duración más o menos de 10 nanosegundos. Cuando este pulso es lanzado por la fibra se convierte en un sensor de desplazamiento que se mueve a través de la fibra que transmite información de temperatura, como se observa en la **Figura 13**.

**Figura 13.** Movimiento del pulso dentro de la fibra óptica.



**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 12.

**3.2.4.2 Tiempo de viaje y distancia a lo largo de la fibra.** Son dos factores que se deben tener en cuenta para lograr obtener un buen registro de temperatura.

➤ **Detección de la señal de la luz dispersa**<sup>41</sup>. Antes de ser instalada, se debe saber el índice de refracción de la fibra, ya que con este se determina la velocidad con la que va a viajar el pulso a través de ella. Cuando un pulso de luz viaja en algún punto a lo largo de la fibra, la luz dispersada debe devolverse por el mismo camino por el cual paso el pulso. Cuando la luz culmina la ida y el regreso la caja de instrumentación debe ser capaz de procesar y analizar la información.

**3.2.4.3 Resolución espacial y de muestreo**<sup>42</sup>. Se pueden obtener datos cada 3 ft siempre y cuando la caja de instrumentación sea capaz de procesar la información de intervalos tan seguidos, a esto se le denomina resolución de muestreo, en cambio, la resolución espacial es definida como la distancia que tarda un sistema para responder plenamente a un repentino cambio de temperatura.

<sup>40</sup> Ibídem, p. 11.

<sup>41</sup> Ibídem, p. 12.

<sup>42</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 14.



➤ **Cuantos pulsos deben ser emitidos**<sup>43</sup>. Otro factor que se debe tener en cuenta es que tan seguidos se deben emitir los pulsos, ya que si no se calcula bien esta propiedad y se lanzan muchos pulsos las señales que transmite la luz dispersada se pueden mezclar generando interferencia unos con otros generando un mal perfil de temperatura.

➤ **Número de pulsos**<sup>44</sup>. La razón por la cual se necesitan una gran cantidad de pulso es que los datos que retornan son débiles y ruidosos, es decir, tienen una relación señal / ruido muy pobre. Por lo tanto, se deben apilar muchas señales entre sí para obtener datos estadísticamente significativos.

**3.2.4.4 Espectro de luz dispersa.** Este espectro es muy importante ya que de este depende la determinación de la temperatura en cualquier punto a lo largo de la fibra, para saber cómo analizar este espectro se debe tener en cuenta:

➤ **Líneas Rayleigh, Brillouin y Raman**<sup>45</sup>. A medida que se propaga el impulso de luz a lo largo de la fibra, energiza el núcleo, la estructura y las moléculas de está. A primera vista, las ondas que regresan parecen ser reflexiones, pero esto no es así. Ya que la estructura y las moléculas de la fibra emiten luz que tiene longitudes de onda, muy cercanas a la longitud de onda de la onda del incidente.

La principal onda de luz dispersada está casi en la misma longitud de la onda incidente y es llamada pico de Rayleigh, está sin duda alguna la señal de luz dispersa más fuerte de todas las que retornan a la caja de instrumentación; estas ondas suelen ser filtradas de las demás para mejorar su calidad, las ondas que son muy cercanas y difíciles de separar de la onda de Rayleigh son conocidas como líneas de Brillouin; finalmente, las ondas más débiles son las resultantes de las vibraciones moleculares y atómicas, son las Bandas de Raman. Para entender mejor el concepto se puede observar la **Figura 14**.

➤ **Temperatura de la relación anti-stokes / Stokes**<sup>46</sup>. La banda de Raman puede que sea la onda más débil, como se puede ver en la **Figura 14**, pero es una de las más importantes ya que con esta se determina la temperatura porque tiene una dependencia de temperatura única.

Las bandas de Raman están compuesta por las llamadas bandas Stokes que son las bandas con longitudes de onda más altas que son estables y casi insensibles a la temperatura y las bandas anti-Stokes son las bandas de longitudes de onda más bajas que tiene una sensibilidad a la temperatura, donde cuanto mayor es la energía dentro de la banda, mayor es la temperatura y viceversa.

---

<sup>43</sup> Ibídem, p. 14.

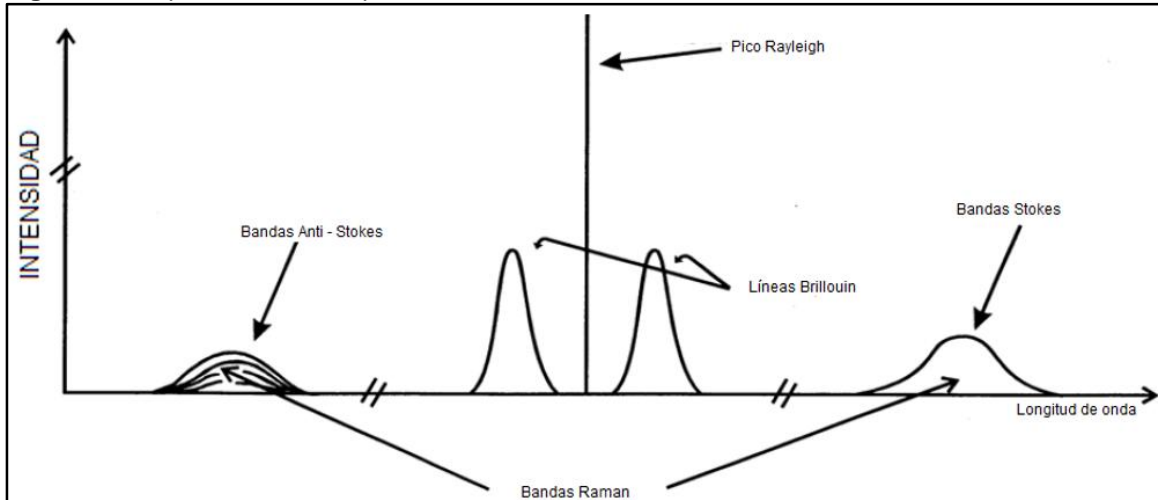
<sup>44</sup> Ibídem, p. 15.

<sup>45</sup> Ibídem, p. 15.

<sup>46</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 16.

Una relación de la energía o área dentro de la banda de Anti-Stokes con la de la banda de Stokes puede estar relacionada simplemente con la temperatura de la línea de fibra óptica a la profundidad de donde se originó la señal.

**Figura 14.** Espectro de luz dispersa.



**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 14.

### 3.3 CONFIGURACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA (DTS)

Después de comprender los principios de funcionamiento, los usos de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura, se muestra cuáles son las típicas configuraciones de la herramienta DTS.

**3.3.1 Fibra óptica**<sup>47</sup>. En esta sección, se describe de manera general cuales son las configuraciones típicas en que se puede instalar la fibra óptica dentro del pozo.

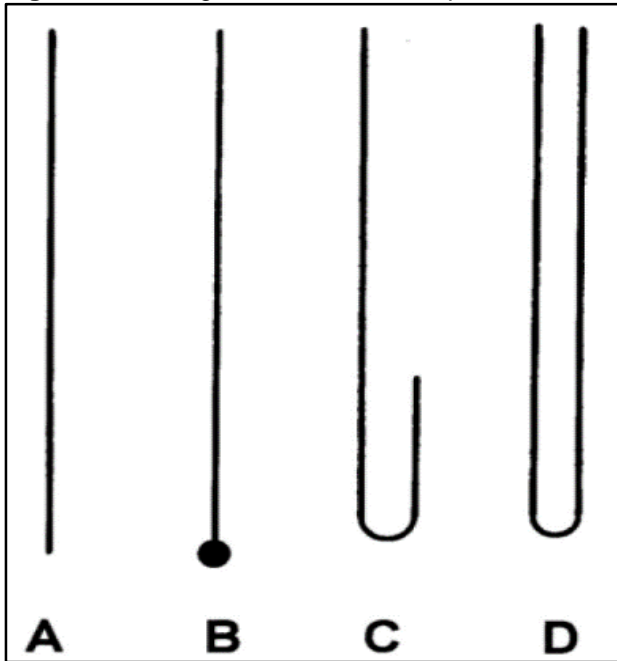
En la **Figura 15.**, se puede ver de manera gráfica estas configuraciones; la **Fig. 15 A**, muestra una fibra óptica sencilla en línea recta, que sirva para correr un registro en TD. La **Fig. 15 B**, muestra una fibra óptica sencilla en línea recta que en la punta lleva acoplado un medidor de temperatura independiente, representado por un punto negro en el extremo de la línea. La **Fig. 15 C**, muestra un sistema en el que la fibra se introduce hasta fondo de pozo y a través de una subestación de retorno, sube parcialmente pero no llega a la superficie.

Finalmente, la **Fig. 15 D**, muestra un sistema en el cual tenemos doble línea de fibra óptica fina recubierta, la cual se introduce hasta fondo de pozo y a través de una subestación de retorno, sube hasta superficie, es generalmente usada cuando los

<sup>47</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 37.

registros tomados con una línea sencilla de fibra óptica son de baja calidad. Tenga en cuenta que, para A, B y C, si la fibra se introduce dentro de la tubería de producción, debe tener una válvula de retención en la punta de la línea para permitir el flujo de fluidos.

**Figura 15.** Configuración de la fibra óptica en una herramienta DTS.



**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 37.

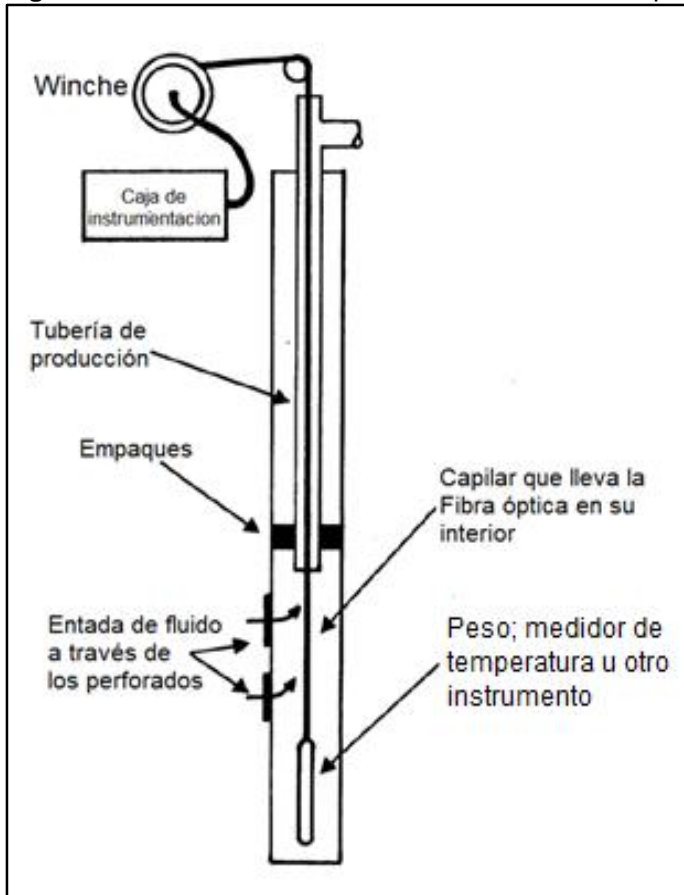
**3.3.2 Herramienta de monitoreo distribuido de temperatura.** Normalmente la herramienta DTS, se puede instalar de tres maneras explicadas en esta sección (recuperable, permanente y semipermanente), el tipo de instalación depende del uso que se le quiera dar.

**3.3.2.1 Recuperable<sup>48</sup>.** Este tipo de instalaciones pueden ser usadas en cualquier pozo donde se lleven a cabo operaciones de slick line o toma de registros eléctricos. Generalmente este tipo de fibra esta se alojada en un diminuto tubo capilar de acero, enrollado en un winche. El tubo capilar tiene un diámetro aproximado de 0,125 pulgadas, con peso o algún sensor en el extremo de la línea, para la toma del registro DTS.

Algunas compañías utilizan una línea que contiene un conductor eléctrico y fibra óptica para ejecutar registros de vídeo continuos en los pozos. Si la herramienta va a tomar un registro en TD, la fibra óptica de la línea. En todos estos casos, la línea se recupera después de la toma del registro y ya está disponible para su uso en otro pozo. Este tipo de instalación se muestra en la **Figura 16**.

<sup>48</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 33.

**Figura 16.** Herramienta DTS instalada de manera recuperable.



**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 33.

Para la toma de registros en pozos horizontales, se han construido líneas de fibra óptica protegidas dentro de un coiled tubing. El coiled tubing es empujado a través de la tubería de producción a lo largo del intervalo del intervalo horizontal. En esta modalidad se pueden tomar uno o varios registros, después del trabajo el coiled tubing es recuperado y está listo para ser usado en otro pozo.

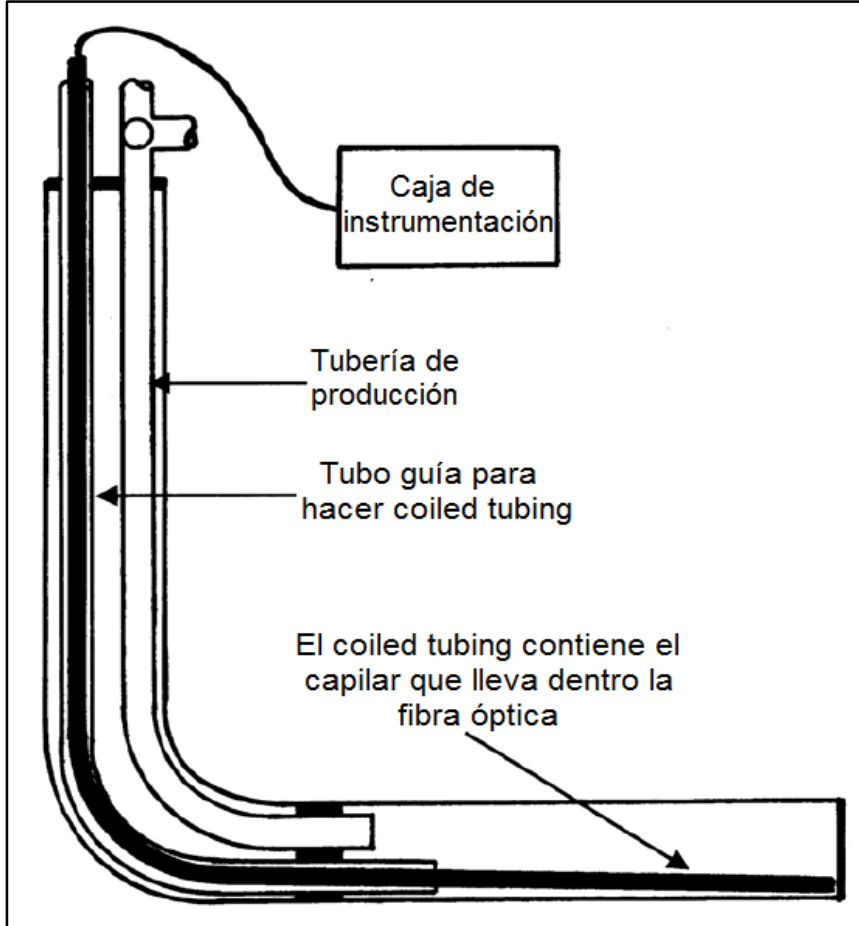
**3.3.2.2 Semipermanente**<sup>49</sup>. Las instalaciones semipermanentes pueden ser de dos tipos; el primer tipo de configuración es el que se puede apreciar en la **Figura 17**, en esta instalación el coiled tubing es fijado permanentemente en la cabeza del pozo, este se introduce al pozo mediante un tubo guía a TD.

La línea de fibra óptica es introducida al pozo a través del coiled tubing para hacer mediciones periódicas de temperatura. Este tipo de instalación se considera semipermanente porque como tal la línea de fibra óptica y el coiled tubing pueden

<sup>49</sup> SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 34.

ser extraídas cuando se necesite hacer algún trabajo de intervención, reparación o cambio de completamiento del pozo.

**Figura 17.** Herramienta DTS instalada de manera semipermanente con coiled tubing.



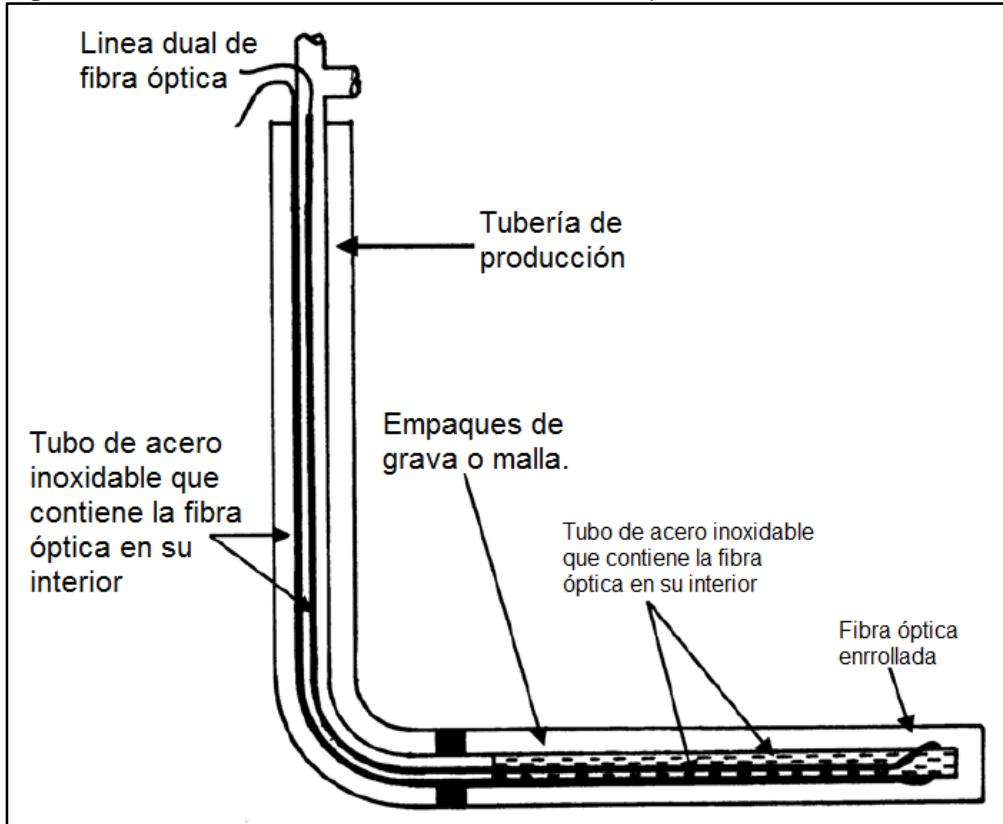
**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 34.

El otro tipo de instalación semipermanente es el que se muestra en la **Figura 18**, en este caso, se tiene un tubo capilar de acero inoxidable, con un diámetro aproximado de 0,25 pulgadas, atado al exterior de la tubería de producción para mantenerlo fijo; dentro de este capilar se introduce la línea de fibra óptica, la cual se deja allí para la toma de registros DTS, puede ser diseñada para tener una línea sencilla o doble de fibra óptica para mejorar la calidad del registro.

Este tipo de instalación es recomendable para monitorear el funcionamiento de los mandriles utilizados en el proceso de inyección de gas lift, las cargas de la bomba en fondo, los perfiles de flujo a través de mallas y los empaques de grava, entre otras. El completamiento debe tener de empaques especiales que permitan el paso del capilar que contiene la línea de fibra óptica. Como en este caso donde el tubo

capilar de acero inoxidable pasa a través del intervalo de productor adherido a un liner ranurado.

**Figura 18.** Herramienta DTS instalada de manera semipermanente con una línea dual de fibra óptica



**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p.35.

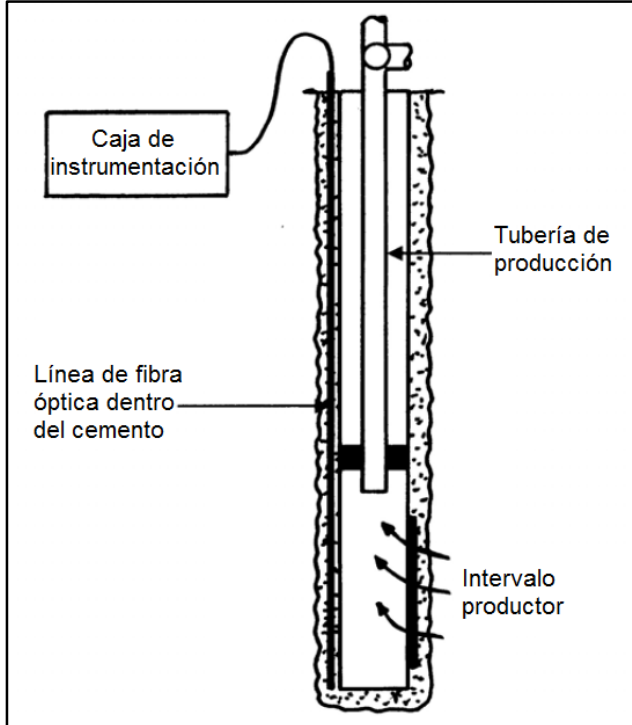
En ambas configuraciones se puede decir que son semipermanentes porque la fibra hace parte fija del completamiento del pozo, pero en cualquier momento puede ser extraída y reemplazada en caso de una falla o una reparación. La ventaja de este tipo de instalaciones que es con el tiempo la fibra puede degradarse por las condiciones a las que está expuesta, entonces la línea se puede extraer y cambiarla por una en mejor estado.

**3.3.2.3 Permanente.** En el caso de la instalación permanente, la línea de fibra debe ser instalada en la parte posterior del revestimiento, el liner o la tubería de producción, dependiendo del estado mecánico del pozo.

Este tipo de instalación se debe hacer antes de cementar el pozo ya que para fijarlo a estas superficies se debe atar la línea con una correa especial para asegurarla al revestimiento, posteriormente se debe cementar el pozo para asegurar su permanencia en el lugar deseado, como se puede observar en la **Figura 19**, una vez instalada la línea de fibra óptica permanece en su lugar y no puede ser extraída

fácilmente del pozo; Es recomendable usar este tipo de instalación para pozos nuevos, especialmente los que están muy desviados u horizontales.

**Figura 19.** Herramienta DTS instalada de permanente.



**Fuente:** SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003, p. 36.

### **3.4 USO DE LA HERRAMIENTA DTS EN CAMPO TECA**

La empresa de Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S cuenta con este tipo de tecnología desde el año 2009; pero según el área de contratación de la empresa no fue sino hasta mediados del año 2014 que la OXY, empresa operadora del Campo Teca, empezó a contratar los servicios de la herramienta DTS.

Históricamente el servicio es contratado en promedio unas 17 veces al año, este servicio demora en promedio unos 3 días si no se presenta algún problema operacional; en este se toma un registro de temperatura, el cual registra cada 0,5 o 1 pie según lo requiera la operadora.

### **3.5 HERRAMIENTA DE MONITOREO DISTRIBUIDO DE TEMPERATURA FRENTE A OTRAS HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN**

En esta última sección del capítulo se comparan diferentes herramientas usadas en campos petroleros para la toma de registros de temperatura; véase **Tabla 22**; Algunos de los parámetros de comparación que se tuvieron en cuenta son el tiempo de arme y desarme de la herramienta en campo, la forma en que la herramienta procesa y reporta la información, entre otras.

**Tabla 22.** Herramientas de medición de temperatura.

Herramienta	PLT	Sensor de temperatura	Registro de temperatura	DTS
<b>Parámetro</b>				
<b>Muestreo</b>	Desde 1 a 5 ft.	Cada 3 ft.	Cada 10 ft.	Desde 0.5 ft en adelante depende las necesidades de la operadora.
<b>Rango operativo</b>	-33.8 °F a 400 °F	-418 °F a 1150 °F	-25 °F a 365 °F	-33.8 °F a 750 °F
<b>Adquisición de la información</b>	Para adquirir información está esta herramienta genera un gradiente de temperatura a lo largo del pozo por paradas, (toma el dato, lo graba y memoriza para pasar al siguiente intervalo.)	Este sensor lleva un monitoreo continuo en tiempo real de la temperatura, en un punto en específico ya sea en cabeza de pozo fondo o donde se requiera monitoreo las 24/7.	Este registro adquiere datos grabando y memorizando la temperatura del intervalo registrado, después de esto se pasa al siguiente intervalo por medir.	Medición continua en tiempo real de temperatura a lo largo de toda la fibra óptica en diferentes intervalos de tiempo lo que genera un dato estadísticamente confiable.
<b>Tiempo de arme y desarme</b>	Aproximadamente 9 horas.	Aproximadamente 10 horas.	Aproximadamente 13 horas.	Aproximadamente 8 horas.
<b>Otros</b>	Se necesita tener un caudal mínimo de producción para poder usar la herramienta.	El material del que está hecho el sensor es altamente sensible, por este motivo debe llevar varios recubrimientos para evitar algún daño.	Este registro puede tomarse en simultánea con otros registros de CCL, presión, entre otros.	Presenta baja accidentalidad por agentes incendiarios.

**Fuente:** RAMIREZ, JOSE. Registro de presión y temperatura en pozos, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/presentation/256568074/Registro-de-Presion-y-Temperatura-en-Pozos>; ÁVILA, IGNACIO. Registros de producción, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: [http://www.academia.edu/15250875/Registros\\_de\\_Produccion](http://www.academia.edu/15250875/Registros_de_Produccion); EQUIPETROL. Adquisición de datos, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: <http://www.equipetrol.com/servicios-y-productos/ingenieria-de-pozos-y-adquisicion-de-datos/>; ARIZA, LAURA. Registros de temperatura, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: <https://prezi.com/dvkdgnc1556-/registros-de-temperatura/>; SENSOTEC. Sensores de medición, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: <http://www.sensotec.com.ar/notes/7010/HDD-70-10.pdf>.



## 4. ALGORITMO QUE EVALÚA LA CALIDAD DE VAPOR INYECTADO

En este capítulo se hace una breve descripción de las pérdidas de calor que se pueden presentar durante en el proceso de inyección de vapor, cuando este se encuentra dentro del pozo inyector , posteriormente se hace un estudio de los perfiles de temperatura arrojados por la herramienta DTS para identificar los puntos en donde se presenta pérdidas de calor durante el proceso de inyección en los pozos A, B y C, que se encuentran ubicados en el sector Sur del Campo Teca, teniendo claro lo anterior se concluirá el capítulo mostrando que parámetros se tuvieron en cuenta, las suposiciones que se hicieron para el diseño y posterior elaboración del algoritmo que evalúa la calidad de vapor inyectado en dicho campo.

### 4.1 PÉRDIDAS DE CALOR

Para empezar, debemos decir que la principal causa que ocasiona pérdidas de calidad en el vapor es la transferencia de calor; que es conocida como la ciencia que busca predecir no solo la transferencia de energía calorífica, sino también predecir la rapidez en que sucederá dicho intercambio bajo ciertas condiciones, que ocurre entre cuerpos o materiales como resultado de una diferencia de temperatura entre estos<sup>50</sup>. Otra cosa que se debe aclarar es la diferencia entre temperatura y calor; la temperatura es la magnitud física que se refiere a la sensación de frío o caliente al tocar algún cuerpo o material; en cambio calor se refiere cuando hay una transferencia de energía desde un cuerpo que se encuentra de mayor temperatura o un cuerpo de menor temperatura<sup>51</sup>.

En el caso de una inyección de vapor; el vapor inyectado pierde calor por la diferencia de temperatura que hay entre este y el medio ambiente a las que están expuestas las líneas de superficie las cuales llevan el vapor desde las calderas hasta el cabezal de pozo; eso por una parte; pero también hay que tener en cuenta que el vapor pierde calor por causa de las formaciones adyacentes a la línea de inyección dentro del pozo.

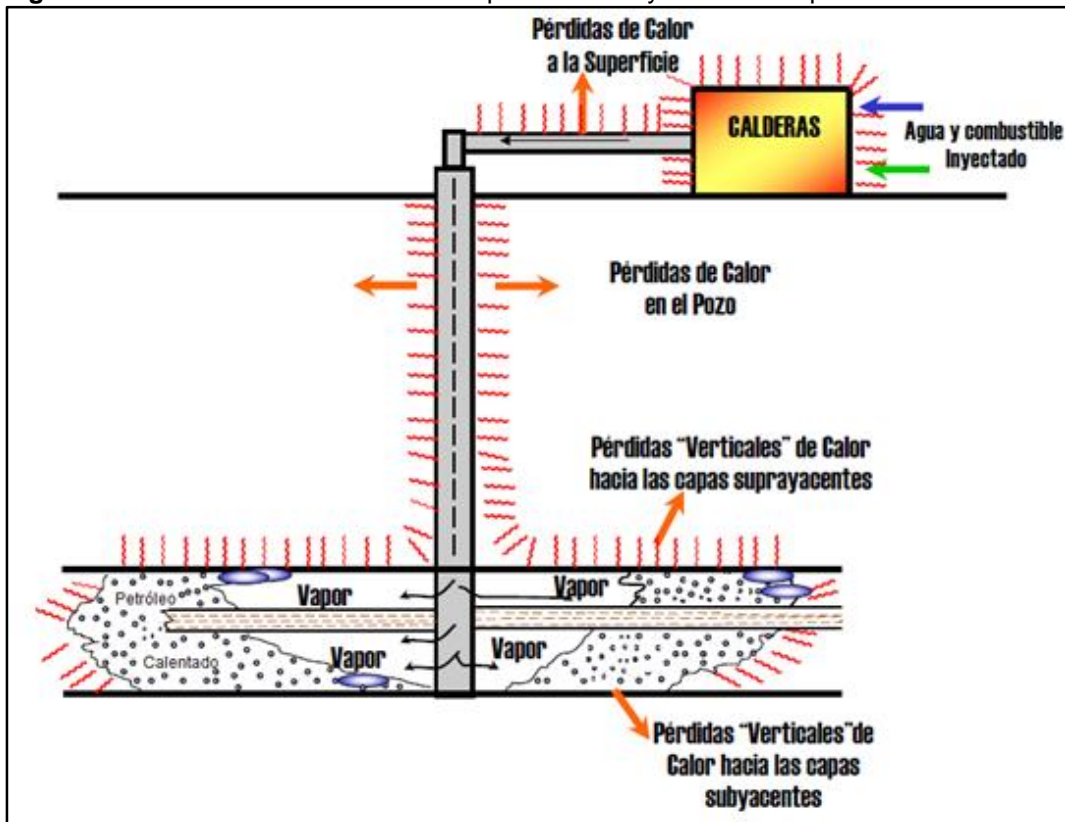
Como se puede ver en la **Figura 20**, la principal consecuencia que conlleva este fenómeno de transferencia de calor es que al perder calor el fluido inyectado se va condensando, haciendo que este pierda calidad, ocasionando que el fluido que entra en contacto con los fluidos entrampados dentro del yacimiento sea agua caliente y no vapor de agua, haciendo que el barrido de petróleo residual sea menor a lo esperado.

---

<sup>50</sup> HOLMAN, J.P, Transferencia de calor, México D.F.: Compañía editorial continental, s. a, 1999, p. 17.

<sup>51</sup> CARRERO, Javier, Equipos de transferencia de calor: una guía de estudio, Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia, 2008, p. 1.

**Figura 20.** Pérdidas de calor durante un proceso de inyección de vapor.



**Fuente:** ALVARADO, Douglas, *et al.*, Recuperación térmica de petróleo, Caracas: C. Rincón Mora, 2002, p. 90.

Después de tener claro el concepto de transferencia de calor y los efectos que tiene en el proceso de inyección de vapor en pozos petroleros, se muestra cuáles son los parámetros y ecuaciones que se tuvieron en cuenta para el desarrollo y posterior implementación del algoritmo.

## 4.2 VARIABLES

Para cuantificar la disminución de calidad de vapor que está siendo inyectado en Campo Teca, se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

**4.2.1 Variables dependientes.** Como variables dependiente se tiene la calidad de vapor en cualquier punto del proceso de inyección en fondo (X).

**4.2.2 Variables independientes.** Como variables independientes se tendrán en cuenta varios factores como, la calidad de vapor calculada en superficie (Xst), el coeficiente de difusividad térmica del material del casing en ( $\alpha$ ), el tiempo promedio en que se demora el proceso de inyección de vapor (horas), el radio de la tubería por la cual se está haciendo la inyección (ft), la temperatura en superficie ( $^{\circ}\text{F}$ ), la temperatura del banco de vapor en cualquier punto del proceso de inyección( $^{\circ}\text{F}$ ),

las cuales se adquirieron a través del registro de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS); y por último las tasas a las cuales están inyectando el vapor en cada pozo (lb/h).

#### 4.3 DESARROLLO DEL ALGORITMO




En esta sección del capítulo se muestran cuáles son las consideraciones que se tuvieron en cuenta para el planteamiento y desarrollo del algoritmo que calcula la calidad de vapor.

**4.3.1 Condiciones iniciales.** Para hacer un cálculo correcto de las propiedades del vapor en cualquier punto del proceso de inyección, se deben tener los siguientes datos de dicho proceso:

- Temperatura en superficie. Es la temperatura medida en superficie al momento en el que se estaba realizando el proceso de inyección.
- Profundidad del intervalo evaluado. Profundidad a la cual fue tomado un dato de temperatura por la herramienta DTS.
- Tiempo del proceso de inyección.
- Radio de la tubería por la cual se esté llevando a cabo el proceso de inyección; en el caso de este proyecto, se hace por un casing debido a que los tres pozos de estudio estaban abandonados, se abrieron para convertirlos en pozos inyectoros.
- Calidad de vapor calculada en superficie. Este dato es calculado generalmente en superficie a la salida de los generadores de vapor o calderas.
- Tasa en la cual se está realizando la inyección de vapor.
- Difusividad térmica del material de la tubería de inyección que en el caso de este proyecto será el material del casing.

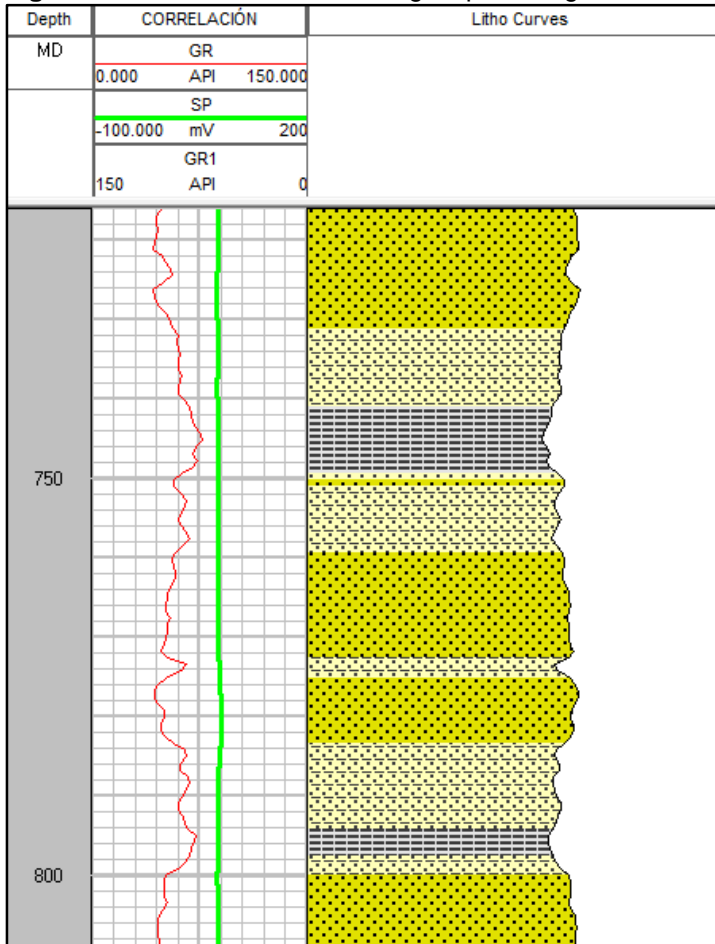
**4.3.1.1 Conductividad térmica de la tierra.** Este es un factor muy importante, por que depende directamente de la litología por la cual este atravesando el banco de vapor, en este proyecto al no tener una columna litológica de ninguno de los pozos, se utilizó un registro Gamma Ray para determinar tres tipos de litología; como se puede ver en la **Figura 21**; asignando un valor a cada uno de estos; estos valores se ven en la **Tabla 23**.

**Tabla 23.** Conductividad térmica según litología.

Litología		Conductividad térmica (BTU/hr*ft**°F)
Arenisca limpia		0.867
Arenisca Sucia		1.560
Shale		1.791

**Fuente:** Beardsmore, G.R., *et al.*, Crustal Heat flow, Cambridge: Cambridge University Press, 2001, p. 104.

**Figura 21.** Determinación de litologías por el registro GR.



**Fuente:** Área de operaciones Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S., Geographix Discovery 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

Los datos mencionados anteriormente sirven para alimentar el algoritmo, estos deben ser cambiados manualmente según los parámetros operacionales del pozo al cual se desee cuantificar el comportamiento de la calidad de vapor en el proceso de inyección.

**4.3.2 Cálculos iniciales.** Para empezar a calcular la calidad de vapor en cualquier punto del proceso de inyección se deben calcular los siguientes parámetros:

**4.3.2.1 Función transitoria de calor.** La función  $f(t)$ , puede ser obtenida de algunas de las soluciones para conducción de calor radial de un cilindro de longitud infinita. Tales soluciones son presentadas en muchos textos sobre transmisión de calor, y son análogas a las soluciones transitorias de flujo de fluidos usadas en ingeniería de yacimientos<sup>52</sup>.

<sup>52</sup> ALVARADO, Douglas, *et al.*, Recuperación térmica de petróleo, Caracas: C. Rincón Mora, 2002, p. 136.

Dicha función puede ser obtenida de dos maneras, de manera gráfica o puede ser calculada; para saber de qué manera va a ser determinada se debe saber el tiempo promedio del proceso de inyección; si dicho periodo es mayor a una semana, como en este caso; la función se calcula con la **Ecuación 3**, dada a continuación:

**Ecuación 3.** Función transitoria de calor.

$$f_{(t)} = \text{Ln} \left( \frac{2 * \sqrt{\alpha * t}}{r_h} \right) - 0.29$$

**Fuente:** ALVARADO, Douglas, *et al.*, Recuperación térmica de petróleo, Caracas: C. Rincón Mora, 2002, p. 136.

**Donde:**

$f_{(t)}$  = Función transitoria de calor. (*Adim.*)

$\alpha$  = Difusividad térmica del material de la tubería de inyección. ( $ft^2/hr$ )

$t$  = Tiempo promedio del proceso de inyección de vapor. ( $Lb/hr$ )

$r_h$  = Radio de la tubería por donde se esté inyectando el vapor. ( $ft$ )

**4.3.2.2 Gradiente geotérmico.** Uno de los factores que se deben calcular con base al registro DTS, es el gradiente geotérmico, calculado como se muestra en la **Ecuación 4**, el cual se usa más adelante para calcular las pérdidas de calor que se están presentando a lo largo del pozo durante el proceso de inyección de vapor en tres pozos en el Sector Sur del Campo Teca.

**Ecuación 4.** Gradiente geotérmico.

$$Gg = \left( \frac{T_2 - T_1}{depth_2 - depth_1} \right)$$

**Fuente:** PROL, Rosa María, *et al.*, el calor de la tierra, México: Subsecretaría de Educación Superior e Investigación Científica de la SEP y del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, 1996, p. 8.

**Donde:**

$Gg$  = Gradiente geotérmico. ( $^{\circ}F/ft$ )

$T_2$  = Temperatura del intervalo. ( $^{\circ}F$ )

$T_1$  = Temperatura del intervalo anterior. ( $^{\circ}F$ )

$Depth_2$  = Profundidad de registro. ( $ft$ )

$Depth_1$  = Profundidad de registro anterior. ( $ft$ )

**4.3.3 Desarrollo del algoritmo.** Para calcular la calidad en cualquier punto durante el proceso de inyección de vapor hay que tener en cuenta varios factores como:

**4.3.3.1 Calor latente de vaporización.** Es la cantidad de calor suministrada a una libra de líquido, en nuestro caso agua pura, a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. En otras palabras, es la energía traducida en calor que lleva el vapor, la cual va disminuyendo conforme la presión va aumentando, es decir, a mayor presión del sistema la energía del vapor saturado es menor<sup>53</sup>.

Este valor puede ser determinado con la **Ecuación 5**, la cual tiene un error que se estima por debajo del 1.9 %, siempre y cuando se aplique en sistemas que manejen presiones entre los 14,7 a 1.000 psi; está ecuación fue escogida debido a que en el caso de estudio de los tres pozos entra en el rango de aplicación ya que el mayor valor de presión manejado en estos pozos es de 830 psi en fondo.

**Ecuación 5.** Calor latente de vaporización.

$$L_v = 1318 * P_s^{-0.08774}$$

**Fuente:** FAROUQ, S.M., Oil recovery by steam injection, Alberta: Producers Pub. Co, 1970, p. 48.

**Donde:**

$L_v$  = Calor latente de vaporización. (BTU/Lb)

$t$  = Tiempo promedio del proceso de inyección de vapor. (Lb/hr)

$P_s$  = Presión del intervalo (psi)

**4.3.3.2 Pérdidas de calor<sup>54</sup>.** Los principales factores que afectan en gran medida a las pérdidas de calor que se presentan dentro del pozo son:

- El tiempo de inyección.
- La tasa de inyección.
- La profundidad del pozo.
- La presión de inyección en el caso de vapor saturado, y la presión y temperatura de inyección en el caso de vapor sobrecalentado.

Para calcular las pérdidas de calor dentro del pozo se hacen las siguientes suposiciones:

- El vapor es inyectado por la tubería de producción o casing a una temperatura, presión y tasas de inyección constantes.

---

<sup>53</sup> JONES, J., Cyclic steam reservoir model for viscous oils, pressure depleted, gravity drainage reservoirs, SPE paper, Presented at the 1977 SPE California regional meeting, 1977.

<sup>54</sup> RAMEY, H.J., Jr., Fundamentals of Thermal Oil Recovery, Dallas: The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965, p. 165.

- La transferencia de calor en el pozo se realiza bajo condiciones de flujo continuo, mientras que la transferencia del calor en la formación es por conducción radial en flujo no continuo.
- Dentro de la tubería de inyección, los cambios de energía cinética, la variación en la presión del vapor debido a efectos hidrostáticos y también las pérdidas por la fricción son despreciables.

Teniendo claro lo anterior se procede a calcular las pérdidas de calor, por la **Ecuación 6**, la cual se aplica para sistemas de inyección los cuales estén llevando a cabo el proceso de inyección por medio de casing de producción.

**Ecuación 6.** Pérdidas de calor en el pozo.

$$Q = \frac{2 * \pi * K_{he}}{f(t)} * \left[ (T_s - T_a) * Z * \frac{G_g * Z^2}{2} \right]$$

**Fuente:** Ramey, H.J., Jr., Fundamentals of Thermal Oil Recovery, Dallas: The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965, p. 165.

**Donde:**

$K_{he}$  = Conductividad térmica según litología. (BTU/hr \* ft \* °F)

$f(t)$  = Función transitoria de calor. (Adim.)

$T_s$  = Temperatura en superficie. (°F)

$T_a$  = Temperatura del intervalo estudiado. (°F)

$Z$  = Profundidad del intervalo estudiado. (ft)

$G_g$  = Gradiente geotérmico. (°F/ft)

**4.3.3.3 Cálculo de la calidad de vapor.** Para concluir, tenemos en la **Ecuación 7**, una manera por la cual podemos llegar a calcular la calidad de vapor en cualquier punto de proceso inyección en cualquier pozo.

**Ecuación 7.** Calidad de vapor en cualquier punto del proceso.

$$X = X_{st,wh} - \frac{Q * Z}{\omega * L_v}$$

**Fuente:** ALVARADO, Douglas, *et al.*, Recuperación térmica de petróleo, Caracas: C. Rincón Mora, 2002, p. 150.

**Donde:**

$X$  = Calidad de vapor calculada por el algoritmo. (Adim.)

$X_{st,wh}$  = Calidad de vapor medida en superficie. (Adim.)

$Q$  = Pérdidas de calor en el intervalo estudiados. (Lb/hr)

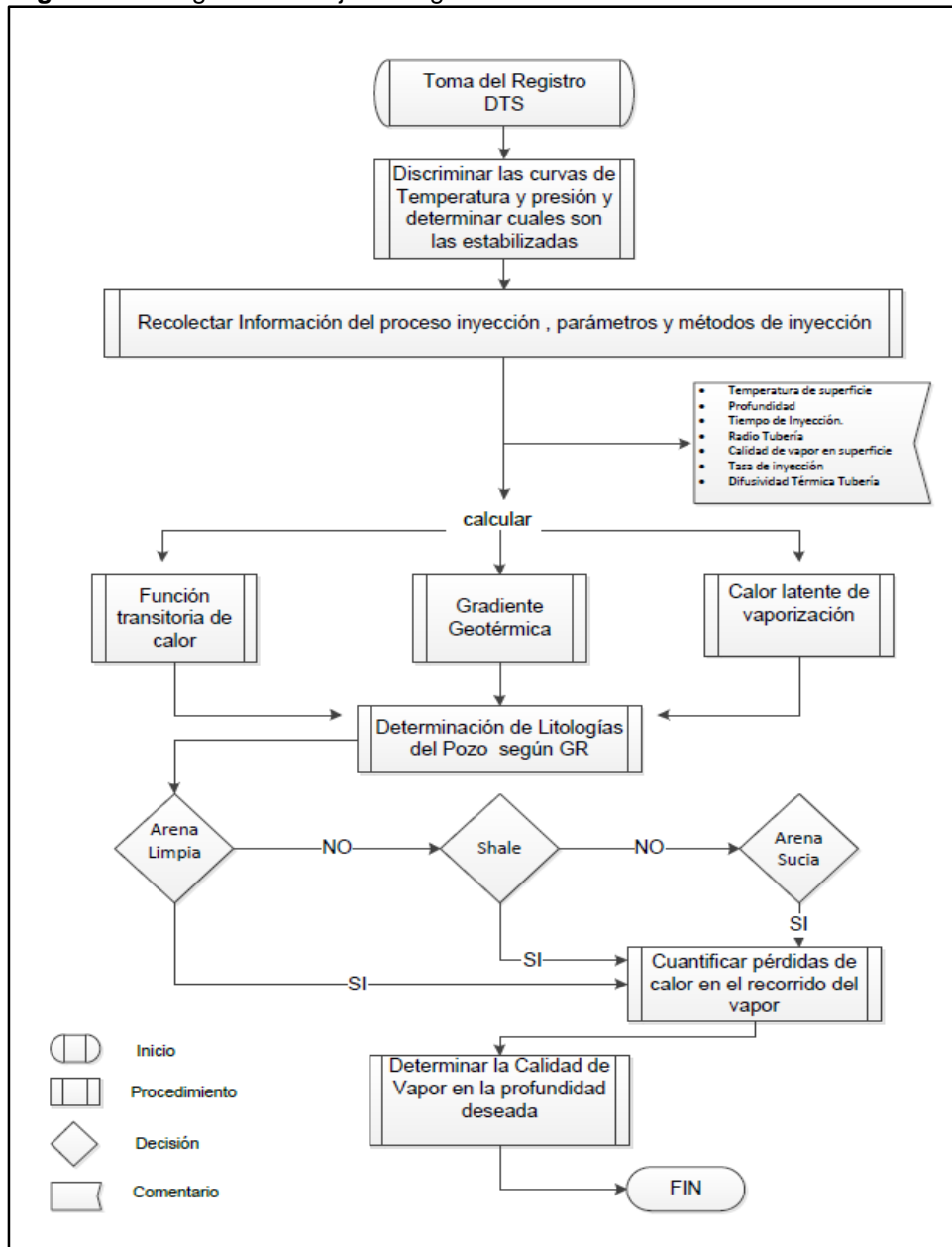
$Z$  = Profundidad del intervalo estudiado. (ft)

$\omega$  = Tasa de inyección de vapor. (hr)  
 $L_v$  = Calor latente de vaporización. (BTU/Lb)

#### 4.4 PRESENTACIÓN DEL ALGORITMO.

En la **Figura 22**, se presenta un diagrama de flujo del algoritmo para el entendimiento del lector y para concluir el capítulo se presenta el algoritmo diseñado por los autores para la cuantificación de la calidad de vapor en procesos de inyección de vapor en la **Figura 23**.

**Figura 22..** Diagrama de flujo del algoritmo.





**Figura 23.** Algoritmo que evalúa la calidad de vapor en procesos de inyección de vapor

```
; función transitoria de calor
e=2* (sqrt(a*t)/rh)
f= ln(e)-0.29

;Lv
Lv[]=1318*PRE[]^-0.08774

; factores pérdidas1
o[]=TPROM[]-ta
p[]=Gg[]*z^2/2

; conductividad térmica
If(GR[] >= 70)
Khe[]=Khe2
Else
Khe[]=Khe3
Else
If(GR[] <= 60)
Khe[]=Khe1
End if

; factores pérdidas2
n[]=2*3.141516*Khe[]/f

; pérdidas de calor
Q[]= n[]*(o[])*z*p[]

;Calidad de vapor
X[]=Xst-((Q[]*DEPTH[])/(w*Lv[]))
```

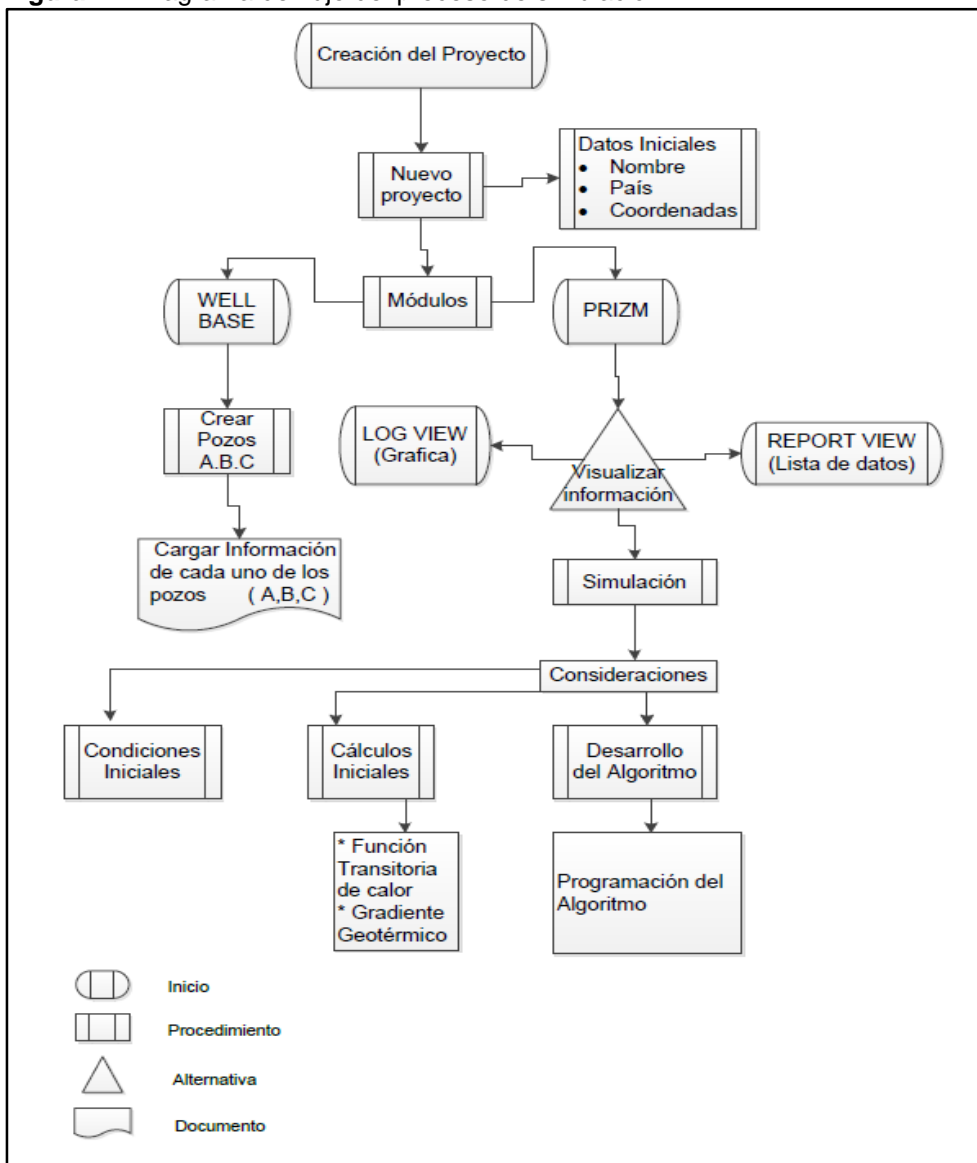
## 5. SIMULACIÓN DEL ALGORITMO EN EL SOFTWARE GEOGRAPHIX

En el presente capítulo, se muestra la manera en la cual se realizó la programación del algoritmo desarrollado previamente en el Software Geographix, para su validación.

### 5.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE SIMULACIÓN

Para empezar el capítulo se hace un diagrama de flujo, véase **Figura 24**, donde se explica de manera general los pasos que se siguieron para llevar a cabo el proceso de simulación del algoritmo.

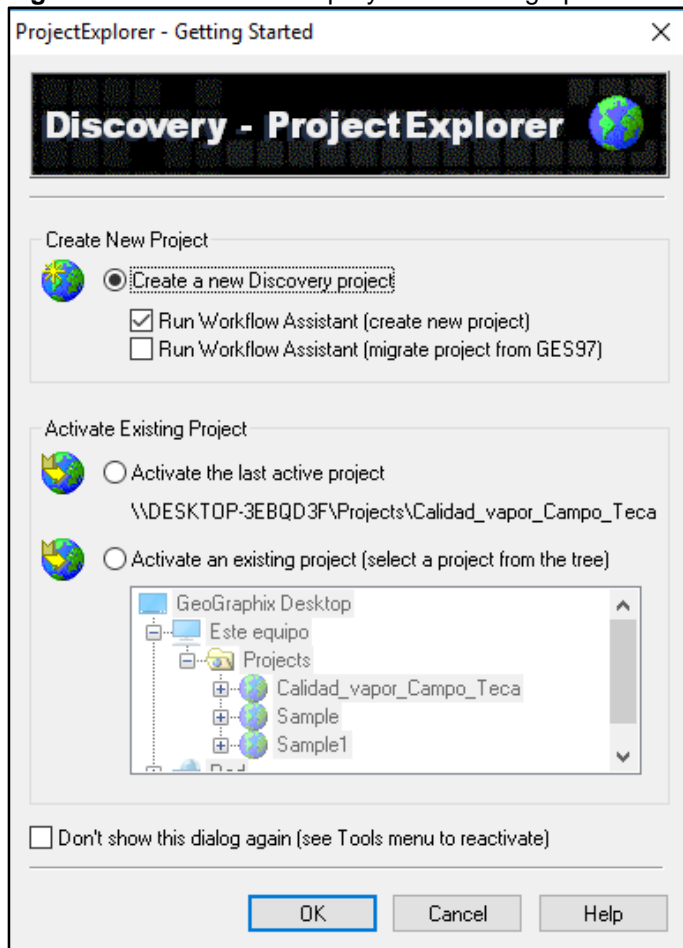
**Figura 24.** Diagrama de flujo del proceso de simulación.



## 5.2 CREACIÓN DEL PROYECTO

En esta sección se muestran cuáles son los pasos a seguir para la creación del proyecto. Para empezar al ingresar al módulo de Discovery Geographix, se despliega una ventana como la que se puede apreciar en la **Figura 25**, en la cual da opción de crear un nuevo proyecto.

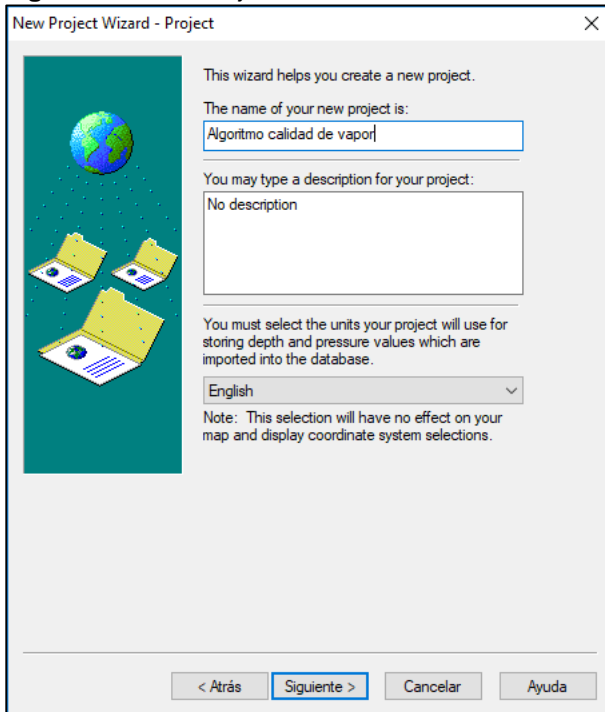
**Figura 25.** Creación de un proyecto en Geographix.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics - Corporation. All rights reserved, 2017.

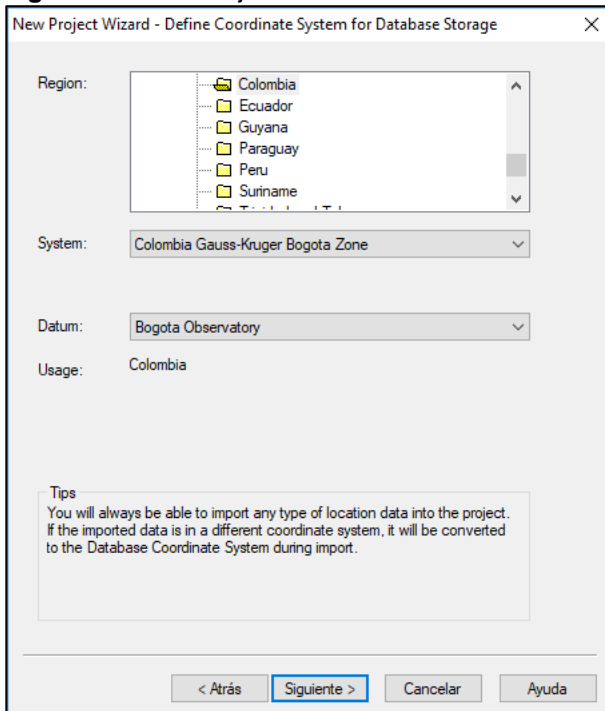
Al seleccionar la opción de crear nuevo proyecto, aparece la ventana New Project Wizard, la cual ofrece una serie de opciones en las cuales se estipula el nombre del proyecto, **Figura 26**, se escoge el país, el sistema de coordenadas y el Datum para el proyecto, **Figura 27**, por último, aparece una ventana para introducir las coordenadas del Campo (opcionales); estos datos son las premisas mínimas que requiere el software para crear el proyecto, **Figura 28**.

**Figura 26.** New Project Wizard.



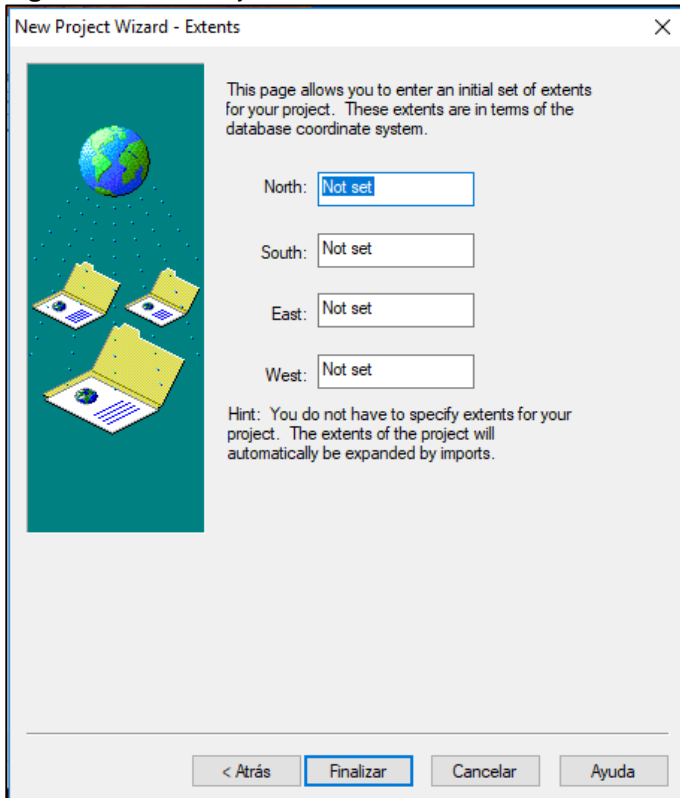
**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

**Figura 27.** New Project Wizard.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

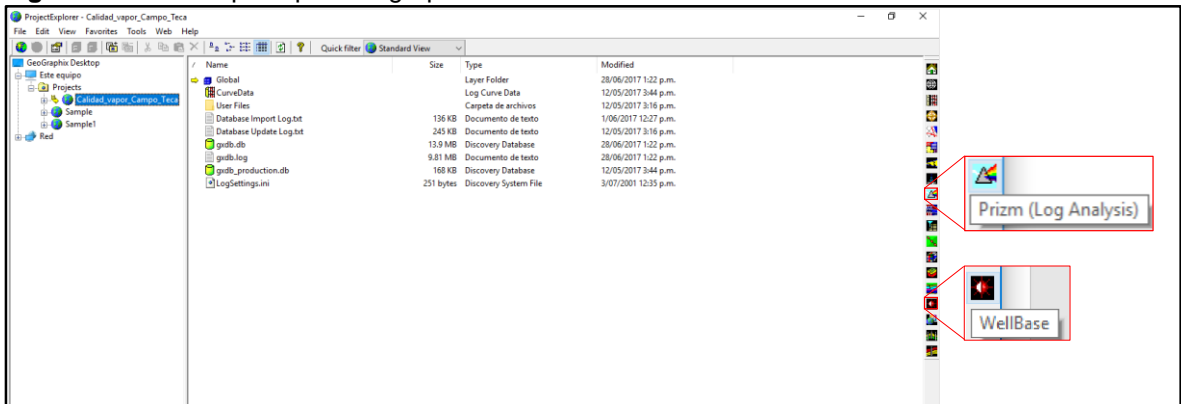
**Figura 28.** New Project Wizard.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

Al terminar este proceso, se abre el módulo principal del proyecto como se ve en la **Figura 29**, en esta ventana se abren los dos módulos que se usaron para simular el algoritmo que son el módulo es el Well Base y el Prizm.

**Figura 29.** Módulo principal Geographix.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

## 5.3 MÓDULO WELL BASE

En este módulo, **Figura 30**, se crearon los tres pozos (A, B y C) que son objeto de estudio en este proyecto de grado, en este módulo se pone la siguiente información de cada pozo:

- Nombre del pozo.
- Operador.
- Coordenadas del pozo.
- Datum elevation.
- Estado y tipo de pozo.
- Topes y bases de formaciones.
- TD.
- MD.

**Figura 30.** Well Base.

The screenshot shows the 'WellBase Information Manager' software interface. At the top, there is a menu bar (File, Edit, View, Layer, Wells, Filter, Tools, Window, Web, Help) and a toolbar. Below the menu is a table with the following data:

Well ID	Operator	Name	#	Easting	Northing	Status	Class
Pozo_A	OXY	Pozo_A	1	943640.4	1161275.4	Open	Ity
Pozo_B	OXY	Pozo_B	2	943518.8	1161587.3	Open	Ity
Pozo_C	OXY	Pozo_C	3	943795.5	1161394.7	Open	Ity

Below the table, there are two identical data entry forms. The first form is titled 'Record | 4' and contains the following fields:

Header	Formations	Zones	Faults	Survey	DST	Core	Completion	Velocity	IP	Production Tests	Production	Tubing	Casing	Remarks
State/Prov	ANTIOQUIA	Ground elev	474.97	Permit #		Alt ID								
Country	PUERTO NARE	Plugback depth		Permit date		Old ID								
Country	COLOMBIA	Fm at TD		Squad date		User 1								
Field	TECA-COCORNA			Comp. date		User 2								
Area		Platform ID		User date		Parent well ID								
District		Water depth		Data date	6/05/2017	Parent type								
Lease Name		Water datum		Original Operator		Common Name								

**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

## 5.4 MÓDULO PRIZM

El módulo PRIZM es la aplicación petrofísica del software Geographix, fue desarrollada con el fin de analizar e interpretar datos de registros obtenidos de herramientas de medición en campo. Este módulo soporta diferentes tipos de datos los cuales permiten la importación de archivos de diferentes orígenes.

**5.4.1 Visualización de la información.** Este módulo tiene dos tipos de formato en los cuales se puede observar la información obtenida en campo, como los registros Gamma Ray, perfiles de temperatura, entre otros o lo calculado con el algoritmo desarrollado en el capítulo anterior; estos formatos son:

- Log view.
- Report view.

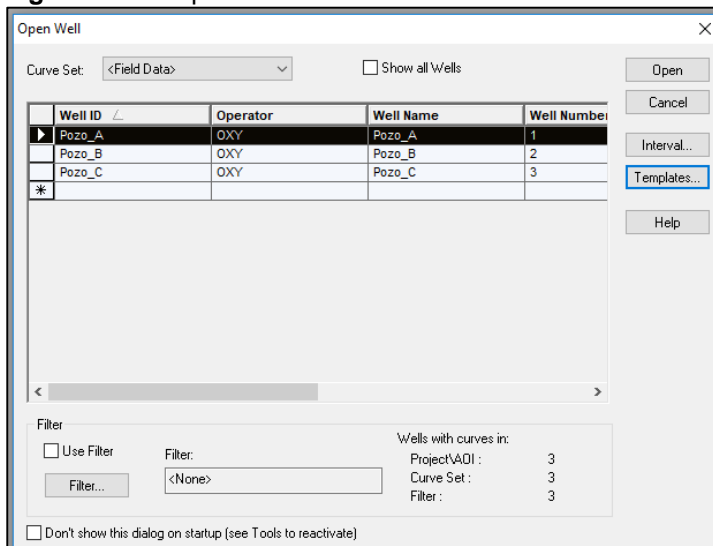
**5.4.1.1 Log view.** Este formato visualiza los datos importados de manera gráfica a modo de un registro estándar manejado en la industria, como en el caso del proyecto que permite comparar los resultados arrojados por el algoritmo desarrollado con otros registros de temperaturas, litológicos, entre otros.

El software nombra a la plantilla donde se pueden tratar y modificar los datos de cada pozo Templates, estos permiten visualizar los Tracks que contienen todos los registros con los que se esté trabajando, por supuesto el software trae una plantilla por defecto, la cual puede ser modificada según la necesidad de cada proyecto en el que se esté trabajando; para modificar los Templates se deben primero cargar las curvas que van a ser usadas.

**5.4.2 Carga de información.** Para usar este módulo debe ser precargado con todos los registros como GR, perfiles de temperatura de cada uno de los pozos.

Para empezar, al abrir el módulo se despliega una ventana que muestra cuales son los pozos que se encuentran creados en el proyecto, **Figura 31**, en este paso se debe seleccionar el pozo al que se le va a subir la información.

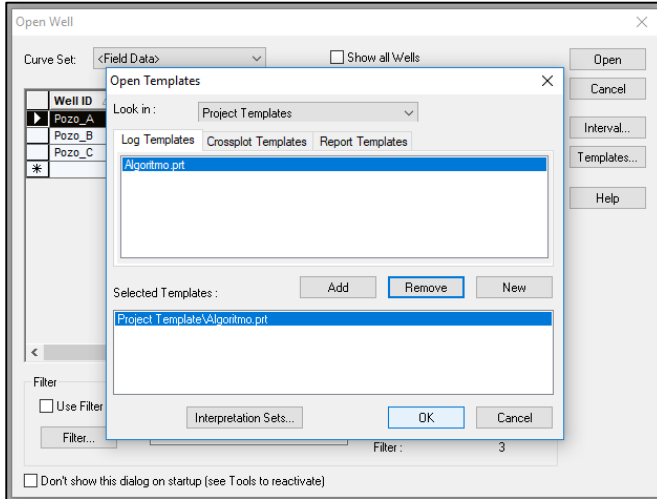
**Figura 31.** Templates.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

Después se selecciona la opción Templates, se abrirá una ventana en la cual se selecciona el Template del proyecto en el cuadro superior, al aparecer en el cuadro inferior presionamos la tecla OK, como se ve en la **Figura 32**.

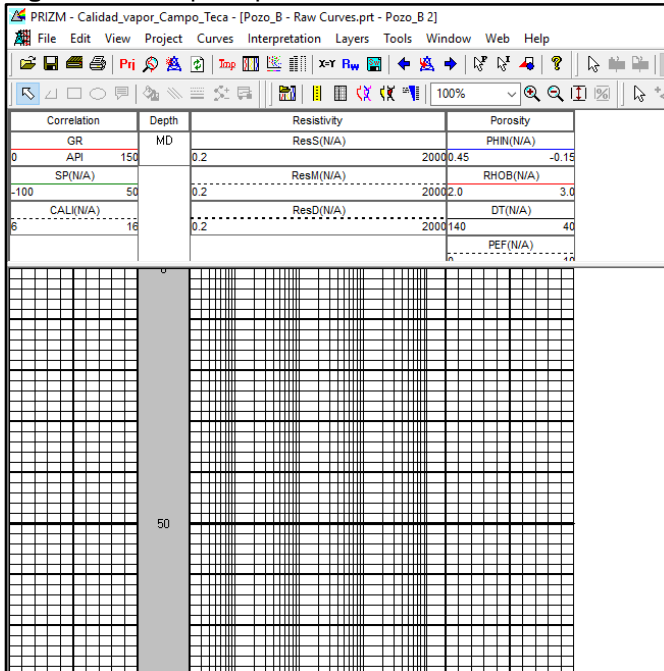
**Figura 32.** Nuevo Template.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

Inmediatamente se abre el Template que trae predeterminado el software, él es modificado según el proyecto y la información que se tenga, **Figura 33**.

**Figura 33.** Template predeterminado.

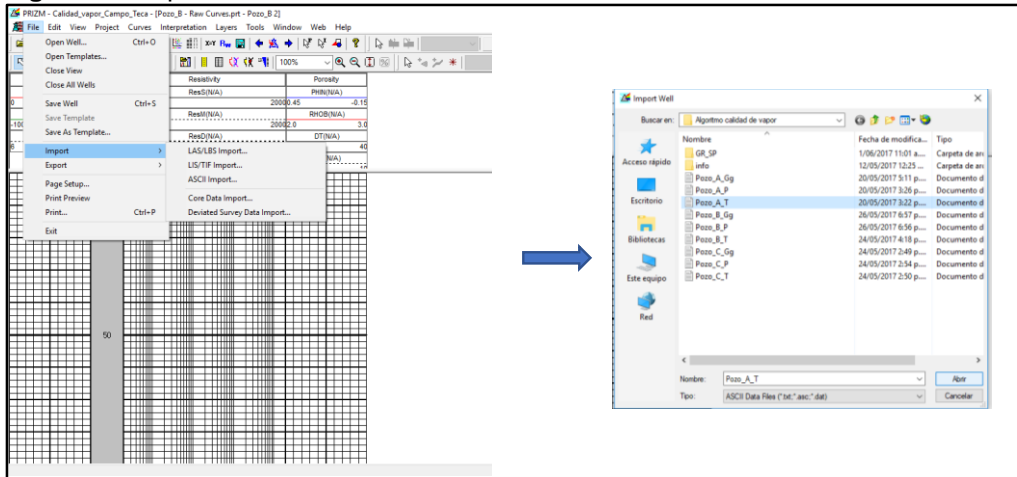


**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.



En la parte superior derecha, está el botón files al dar click en él se despliega un menú donde se encuentra la opción Import, donde se abre una pestaña que muestra varios formatos de datos, según la naturaleza de los datos se debe seleccionar una de estas opciones, después se debe buscar dentro del ordenador las curvas, registros o datos que se desea importar como se ve en el **Figura 34**.

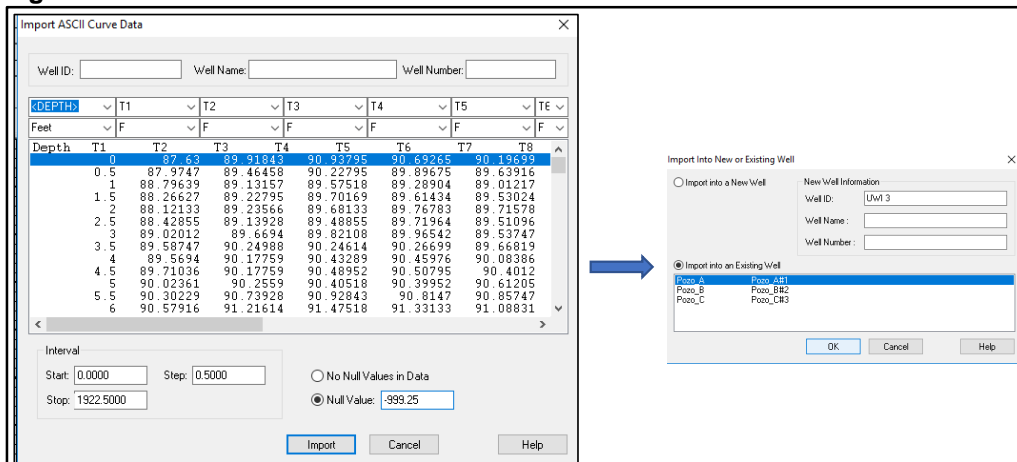
**Figura 34.** Importación de datos.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

Al cargar los datos, estos deben ser adecuados para que sean coherentes con el lenguaje de programación del software, por esta razón se le asigna un título y unidades a cada curva; también se debe corroborar el inicio como el final de los datos, el step de toma del registro. Al dar importar se abrirá una ventana que permite elegir a que pozo se le va a cargar la información que se está importando como se ve en la **Figura 35**.

**Figura 35.** Adecuación de las curvas.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

Al terminar la importación, se selecciona cualquier track y se hace doble click, inmediatamente aparecerá una ventana donde se agregan Tracks donde se puede visualizar todas las curvas que se cargaron al software, al elegir en que track se va a ubicar cada curva, se modifican características de las líneas que va a representar cada curva y el rango en que se va a manejar, como se ve en la **Figura 36**.

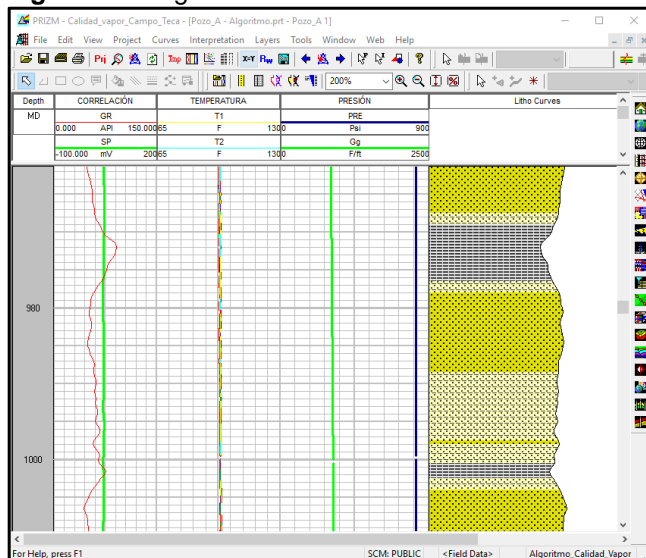
**Figura 36.** Gráfica de curvas.

Track	Curve	Log/Lin	Left	Right	Type	Attributes...
CORRELACIÓN	GR	Lin	0.000	150.000	Line	
CORRELACIÓN	SP	Lin	-100.000	200	Line	
CORRELACIÓN	GR1	Lin	150	0	Line	
TEMPERATUR	T1	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T2	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T3	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T4	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T5	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T6	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T7	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T8	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T9	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T10	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T11	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T12	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	T13	Lin	65	130	Line	
TEMPERATUR	TPROM	Lin	65	130	Line	
PRESIÓN	PRE	Lin	0	900	Line	

**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.


Al llevar a cabo todo este proceso se obtiene un juego de registros como se puede ver en la **Figura 37**.

**Figura 37.** Registros.

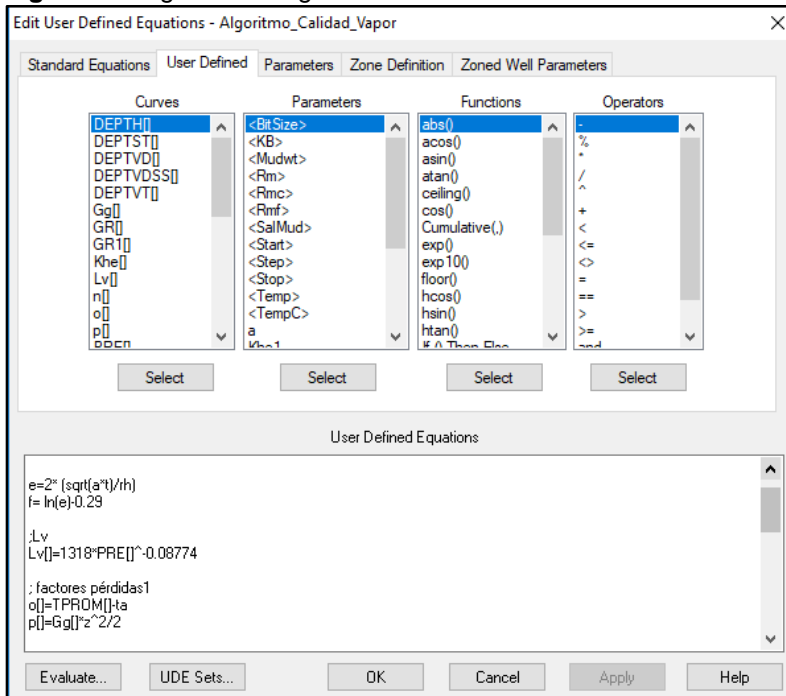


**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.


## 5.5 ALGORITMO QUE CALCULA LA CALIDAD DE VAPOR

Para ingresar el algoritmo se debe dirigir a la parte superior central de la pantalla y buscar el botón user defined equations , el cual permite ingresar ecuaciones usando algunas funciones lógicas y matemáticas, además permite hacer operaciones con las curvas que se hayan cargado previamente al software y también deja crear parámetros (variables independientes) que deben ser cambiados manualmente para cada pozo; como se puede ver en la **Figura 38**.

**Figura 38.** Ingreso del algoritmo



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

Para modificar los parámetros de cada pozo de manera rápida se debe ir a la parte superior central y buscar el botón set parameters values , allí se encuentra la lista de parámetros que deben saberse del pozo y del proceso de inyección, para que el algoritmo empiece a calcular la calidad de vapor.

A continuación, se muestran los valores que se tuvieron en cuenta para que el algoritmo realizara su tarea en los tres pozos ubicados en el Sector Sur del Campo Teca.

**5.5.1 Parámetros Pozo A.** Algunos de los parámetros usados fueron obtenidos del **Anexo A**, los otros datos fueron proporcionados por el ingeniero de operaciones de la compañía Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S; estos parámetros se pueden observar en la **Figura 39**.

**Figura 39.** Parámetros Pozo A.

Name	Source	Value	Unit	Description
Xst	UDE Set	0.771		
a	UDE Set	0.563	ft <sup>2</sup> /h	
rh	UDE Set	0.291	ft	
t	UDE Set	43800.000	hr	
ta	UDE Set	93.000	F	
w	UDE Set	18986.000	Lb/hr	

**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

**5.5.2 Parámetros Pozo B.** Algunos de los parámetros usados fueron obtenidos del **Anexo B**, los otros datos fueron proporcionados por el ingeniero de operaciones de la compañía Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S; estos parámetros se pueden observar en la **Figura 40**.

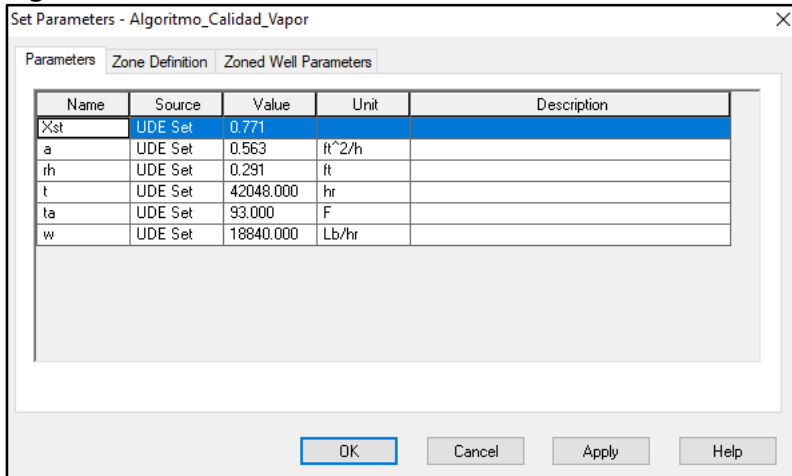
**Figura 40.** Parámetros Pozo B.

Name	Source	Value	Unit	Description
Xst	UDE Set	0.771		
a	UDE Set	0.563	ft <sup>2</sup> /h	
rh	UDE Set	0.291	ft	
t	UDE Set	39420.000	hr	
ta	UDE Set	92.000	F	
w	UDE Set	19715.000	Lb/hr	


**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

**5.5.3 Parámetros Pozo C.** Algunos de los parámetros usados fueron obtenidos del **Anexo C**, los otros datos fueron proporcionados por el ingeniero de operaciones de la compañía Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S; estos parámetros se pueden observar en la **Figura 41**.

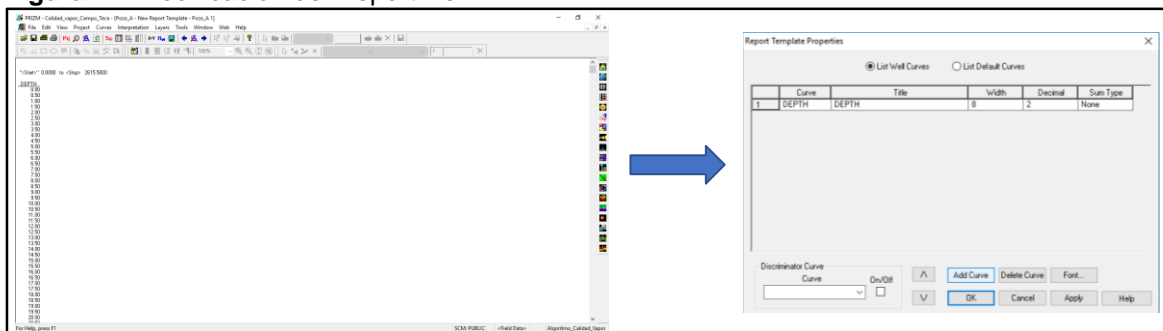
**Figura 41. Parámetros Pozo C.**



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

**5.5.4 Report view.** Este tipo de formato permite observar de manera ordenada los datos de cada pozo y también los resultados obtenidos por el algoritmo que calculo la calidad de vapor, estos datos se ven en un formato ASCII; también conocidos como archivos CEDF Y CV//. Este tipo de formato sirve para importar y exportar estos archivos si es necesario a otro software especializado. Como se puede ver en la **Figura 42**, para ver los datos en este formato, solo se debe ir al a la parte superior central hacer click en el botón new report window , se abrirá una ventana la cual tiene los datos de profundidad, para agregar alguna otra columna se debe hacer doble click sobre el espacio en blanco y aparecerá una ventana emergente como se ve en la **Figura 43**.

**Figura 42. Modificación del Report view.**

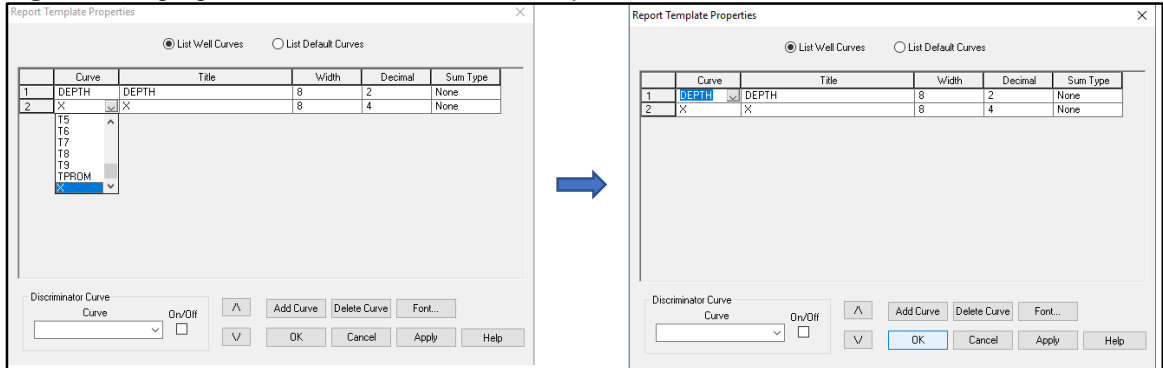


**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

En la ventana emergente se puede agregar una nueva columna de datos dando click en el botón Add curves, aparece una nueva línea en donde en la primera casilla se despliega una pestaña con todas las curvas disponibles, en esta seleccionamos

la curva deseada, en este caso X que es la calidad de vapor calculada mediante el algoritmo y le damos click en OK.

**Figura 43.** Agregar una columna de datos al Report view.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

Al instante se observa cómo se despliegan todos los valores de calidad de vapor calculados por el algoritmo, para cada step de profundidad del pozo, como se muestra en la **Figura 44**.


**Figura 44.** Report view.

DEPTH	T1	PRE	Q	X
1270.5000	101.9777	828.0326	528.3414	0.7226
1271.0000	102.0500	827.9777	533.1868	0.7222
1271.5000	102.1765	827.9900	535.7938	0.7219
1272.0000	102.2436	827.8979	536.9330	0.7218
1272.5000	102.1954	827.9392	535.2198	0.7219
1273.0000	102.1186	828.0271	538.7543	0.7216
1273.5000	102.0335	828.0257	544.6666	0.7210
1274.0000	102.2082	827.9708	545.8852	0.7209
1274.5000	102.2658	827.9446	545.1416	0.7209
1275.0000	102.1152	827.9309	540.9051	0.7213
1275.5000	102.0363	828.0656	536.7407	0.7217
1276.0000	101.9929	827.9996	532.8312	0.7220
1276.5000	102.0652	828.0065	534.3488	0.7218
1277.0000	102.1169	827.9488	538.8323	0.7214
1277.5000	102.1349	827.9460	548.1568	0.7205
1278.0000	102.1660	827.9227	546.8015	0.7206
1278.5000	102.1953	827.9488	541.4662	0.7211
1279.0000	102.1170	827.9048	538.9446	0.7213
1279.5000	102.0820	827.8676	537.8413	0.7214
1280.0000	102.1122	827.9955	538.8683	0.7213
1280.5000	102.1111	827.9240	540.5281	0.7211
1281.0000	102.1024	827.9336	542.2946	0.7209
1281.5000	102.1325	827.9418	542.7175	0.7209
1282.0000	102.1525	828.0093	543.2220	0.7208
1282.5000	102.1595	827.9680	543.8396	0.7207
1283.0000	102.1463	827.9199	543.9101	0.7207
1283.5000	102.1378	827.9020	544.4664	0.7206
1284.0000	102.2161	827.9502	550.9413	0.7200
1284.5000	102.1593	828.0395	551.4618	0.7200
1285.0000	101.9304	827.9103	544.3945	0.7206
1285.5000	101.7437	828.0010	539.6721	0.7210
1286.0000	101.6059	827.9652	536.6554	0.7213
1286.5000	101.7384	827.9350	541.3135	0.7208
1287.0000	102.0012	827.9336	546.1279	0.7204
1287.5000	102.4169	827.9487	551.1251	0.7199
1288.0000	102.3120	827.9185	550.7589	0.7199
1288.5000	102.1151	827.9914	549.3370	0.7200
1289.0000	102.1512	827.9268	549.6795	0.7199
1289.5000	102.2076	827.8690	550.9950	0.7198
1290.0000	102.2859	827.9199	553.3653	0.7196

**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

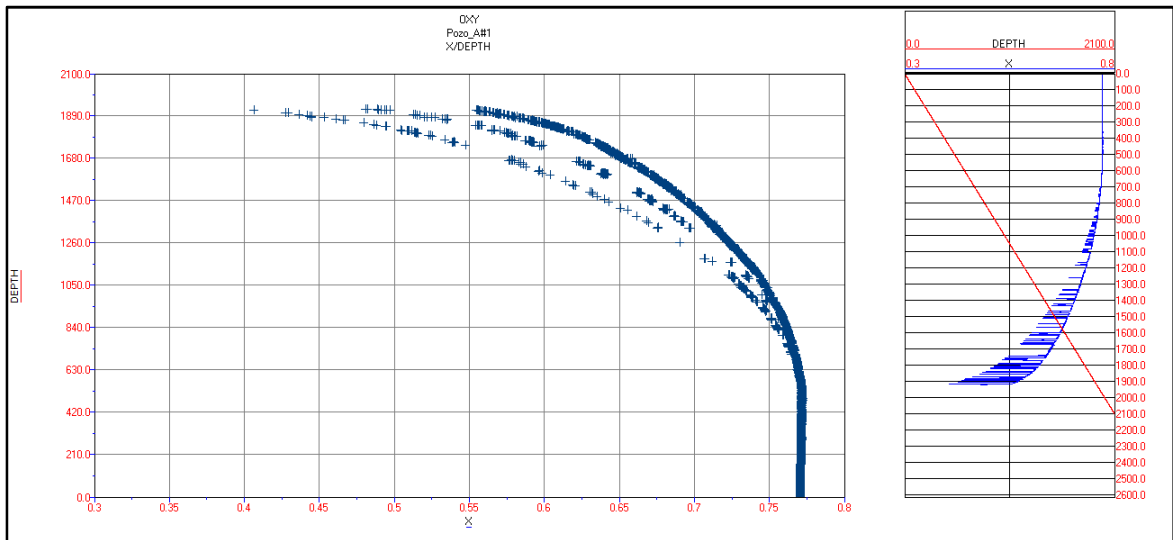
## 5.6 RESULTADOS ARROJADOS POR EL ALGORITMO

Para poder hacer cualquier tipo de análisis a los resultados que fueron calculados por el algoritmo, el módulo ofrece una opción que permite graficar los datos de cualquier curva, por esta razón se decidió presentar los resultados de esta manera para que sea más detallada su interpretación y análisis.

Para realizar los gráficos de cada pozo, se debe dirigir a la opción  que se encuentra en la parte central del marco superior, al hacer click en esta opción se debe asignar que curvas van a ser graficadas, el eje en que se van a ubicar, los intervalos del registro; haciendo el anterior proceso se obtiene:

**5.6.1 Resultados Pozo A.** En la **Gráfica 2**, se puede ver la tendencia decreciente de la calidad de vapor que estaba siendo inyectado en el pozo al momento de la toma del registro.

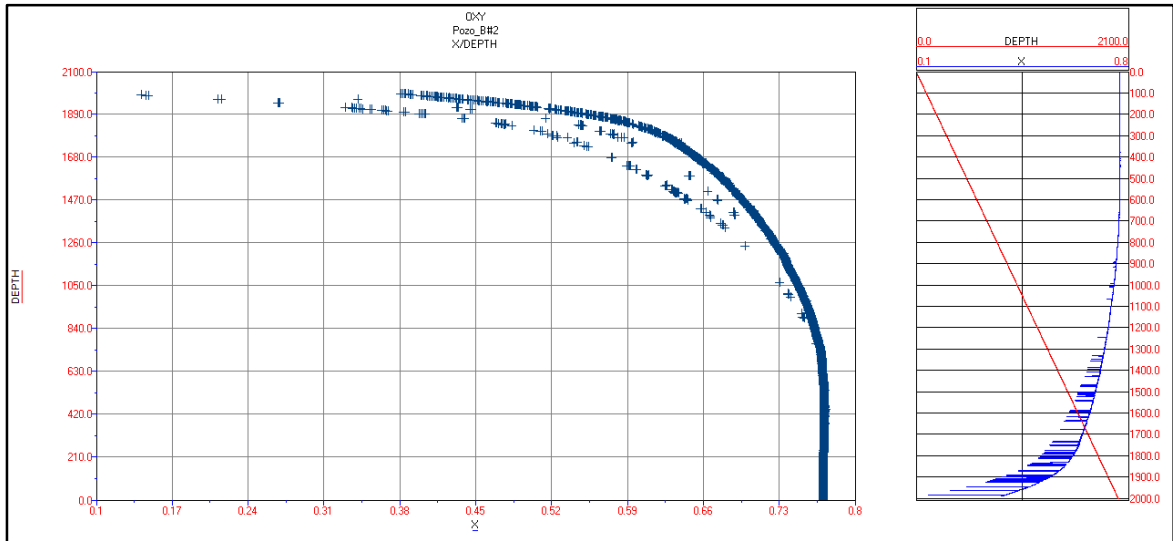
**Gráfica 2.** Resultados Pozo A.



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

**5.6.2 Resultados Pozo B.** En la **Gráfica 3**, se puede ver la tendencia decreciente de la calidad de vapor que estaba siendo inyectado en el pozo al momento de la toma del registro.

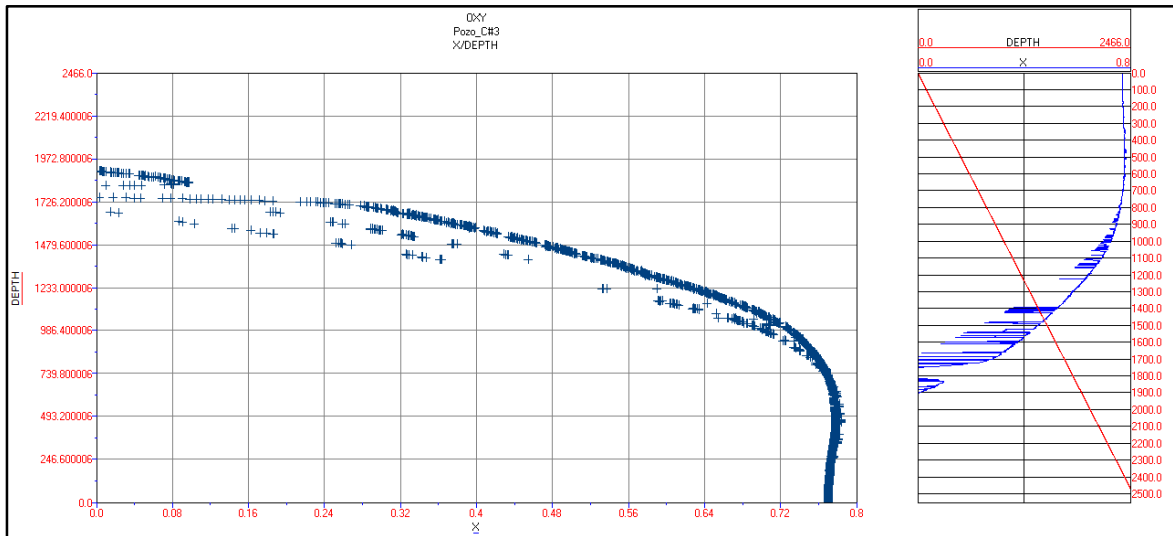
**Gráfica 3. Resultados Pozo B.**



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

**5.6.3 Resultados Pozo C.** En la **Gráfica 4**, se puede ver la tendencia decreciente en la calidad de vapor que estaba siendo inyectado en el pozo al momento de la toma del registro.

**Gráfica 4. Resultados Pozo C.**



**Fuente:** GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

## 5.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se hace un análisis de las gráficas de cada pozo mostradas en la sección anterior.



En primera instancia podemos ver la tendencia descendente en el comportamiento de la calidad de vapor en los tres pozos, la diferencia entre los pozos radica en la velocidad en que se va manifestando la pérdida de calidad en cada pozo.

**5.7.1.1 Análisis de resultados del Pozo A.** Como se ve la **Gráfica 2**, la pendiente que representa la calidad de vapor va disminuyendo paulatinamente, esta disminución se ve reflejado en la calidad que llegó a fondo que fue aproximadamente de 42%, la cual es la mayor tasa de vapor saturado que entra en contacto con la cara de la formación mediante los perforados de los tres pozos estudiados. En caso contrario, la dispersión de los datos es mucho mayor que en los otros pozos, esta dispersión se da en las zonas en que se presentan cambios litológicos lo que quiere decir que uno de los factores que afecta de manera importante la calidad en este pozo es la litología.

**5.7.1.2 Análisis de resultados del Pozo B.** Como se ve la **Gráfica 3**, la pendiente que representa la calidad de vapor va disminuyendo de una manera similar a la que presento en la curva de calidad de vapor del Pozo A, la diferencia entre ambos radica en que este pozo es más profundo que el pozo A en aproximadamente 100 pies lo que se ve reflejado en la calidad de vapor, la cual en su llegada al fondo es de aproximadamente del 15%; en este pozo la dispersión de datos no es tan grande lo que quiere decir que hay afectación por el cambio de litología en el pozo pero no es tan significativa.

**5.7.1.3 Análisis de resultados del Pozo C.** Como se ve la **Gráfica 4**, la pendiente que representa la calidad de vapor cae de una manera abrupta desde el comienzo de la iteración con el algoritmo, esta disminución llega a tal punto que los valores de la calidad de vapor caen por debajo de cero; lo que quiere decir que en ese punto ya todo el vapor que fue inyectado se condensa y el fluido que está llegando a fondo de pozo es un banco de agua caliente que definitivamente no va a generar ningún efecto en el yacimiento; para saber en qué punto se condensa todo el gas se recurrió al Report view, como se ve en la **Figura 45**, se determinó que a los 1725.57 pies ya no había vapor por ende el método de inyección puede que no sea el apropiado para este pozo.

Por los resultados arrojados con el algoritmo se ve que el método inyección de vapor que actualmente se está usando en el Campo Teca, no es el apropiado para estos tres pozos; ya que en promedio el banco de vapor que llega a fondo tiene solo un 19% en calidad, ocasionando que el efecto del vapor sobre las propiedades de los fluidos entrampados en el yacimiento no sea el esperado.

Figura 45. Report view del Pozo C.

DEPTH	T1	PRE	Q	X
1710.63	105.1500	828.0937	4154.7461	0.2589
1711.46	105.1800	828.1033	4168.0288	0.2570
1712.29	105.1000	828.0758	4175.8950	0.2558
1713.12	104.9800	827.9851	4182.6245	0.2547
1713.95	105.0200	828.1239	4192.7896	0.2532
1714.78	105.1000	828.1157	4189.2305	0.2534
1715.61	105.0700	828.1074	4207.1338	0.2509
1716.44	105.0900	828.0896	4256.8364	0.2445
1717.27	105.1800	828.1405	4279.6548	0.2414
1718.10	105.2700	828.1074	4292.4624	0.2396
1718.93	105.3700	828.0456	4297.8267	0.2387
1719.76	105.4500	828.0360	4298.0283	0.2384
1720.59	105.5400	828.0470	4316.0244	0.2359
1721.42	105.6500	828.1267	4334.8984	0.2333
1722.25	105.7200	828.0332	4350.0532	0.2312
1723.08	105.7100	828.1321	4398.5615	0.2249
1723.91	105.7200	828.1239	4426.1216	0.2212
1724.74	105.7400	828.0305	4474.4160	0.2149
1725.57	105.7600	828.0662	7560.5088	-0.1691
1726.40	106.3300	828.0964	7693.9419	-0.1861
1727.23	106.3100	828.1432	7775.2563	-0.1967
1728.06	106.2400	828.1143	7751.6602	-0.1942
1728.89	106.1700	828.0277	7775.4727	-0.1977
1729.72	105.9900	828.0800	4694.4019	0.1859
1730.55	106.3100	828.0442	7901.1572	-0.2143
1731.38	106.4400	828.0387	4762.6914	0.1768
1732.21	106.6700	828.0813	4806.1182	0.1711
1733.04	106.9200	828.1390	4871.5283	0.1626
1733.87	107.0500	828.1171	4919.3701	0.1564
1734.70	107.1500	828.0580	4961.1826	0.1509
1735.53	107.3200	828.0483	5004.1870	0.1452
1736.36	107.4700	828.1143	5048.3848	0.1393
1737.19	107.5700	828.0483	5103.3228	0.1322
1738.02	107.6600	828.1143	5177.4058	0.1226
1738.85	107.8100	828.0662	5214.4927	0.1176
1739.68	107.9900	828.0277	5273.3306	0.1099
1740.51	108.1500	828.1527	5309.9092	0.1050
1741.34	108.3200	828.0236	5361.0093	0.0983
1742.17	108.4700	828.1321	5415.9209	0.0911
1743.00	108.6100	828.0950	5515.2432	0.0783
1743.83	108.7600	828.0896	5583.3115	0.0694
1744.66	108.9000	828.0648	9464.4434	-0.4188
1745.49	109.1100	828.1115	9562.3516	-0.4317
1746.32	109.3900	828.0359	5754.1548	0.0469
1747.15	109.5700	828.1500	5808.4834	0.0397
1747.98	109.7300	828.1399	5933.9348	0.0313

For Help, press F1

Fuente: GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved, 2017.

## 6. EVALUACIÓN FINANCIERA

En este capítulo se hace una evaluación de la viabilidad financiera del proyecto. Como tal el proyecto nace por el desconocimiento que tiene la empresa operadora del Campo Teca de las propiedades del vapor usado en el proceso de inyección. Notando esto la empresa de servicios Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S decidió financiar un proyecto para poder sanear esta problemática.

El propósito de este proyecto es desarrollar un algoritmo que calcule la calidad de vapor que se está inyectando en tres pozos ubicados en el Sector Sur del Campo Teca, permitiendo que empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S., además de entregar los perfiles de inyección, entregará un análisis del comportamiento de la calidad del vapor que está siendo inyectado por las compañías operadoras del campo. Para desarrollar dicho algoritmo se estudiaron los perfiles de inyección obtenidos por la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS) de tres pozos inyectores; y los valores calculados se validaron en el Software Geographix.

Para la evaluación financiera del proyecto se utiliza como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD), además se tiene un horizonte de tiempo de cuatro años con periodos anuales, el indicador financiero es el Valor Presente Neto (VPN) y se tendrá en cuenta una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 10% anual; adicionalmente se hará un análisis de los costos de inversión inicial y los costos de operación, para posteriormente hacer un análisis de ingresos.

### 6.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Para desarrollar la evaluación financiera del proyecto, se tendrán en cuenta el Capital Expenditure, conocido por sus siglas CAPEX, que se define como el costo que una empresa realiza en bienes de equipo, los cuales generan beneficios para está; en este caso la empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S, debe hacer una inversión en capacitación y el carrete de fibra óptica que se ve en la **Tabla 24**; para implementar esta mejoría en su servicio.

**Tabla 24.** Inversión inicial.

<b>ACCESORIOS Y CAPACITACIÓN</b>	<b>USD</b>
<b>Carrete fibra óptica</b>	51.030
<b>Capacitación</b>	500
<b>TOTAL</b>	52.530

**Fuente:** Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. Área de actividades, suministros y servicios, Bogotá, 2017.

A continuación, en la **Tabla 25**, se pueden ver cuáles son los costos totales de inversión inicial para el proyecto.

**Tabla 25.** Costos de inversión.

PERIODO	CONCEPTO	USD
0	Accesorios y capacitación	52.530

**Fuente:** Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. Área de actividades, suministros y servicios, Bogotá, 2017.

## 6.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN

También se debe tener en cuenta el Operating Expenses, más conocido por sus siglas OPEX, que se define como el costo continuo que tiene una empresa asociado a su operación diaria, entre estos costos podemos encontrar el mantenimiento de equipo, consumo de servicios, alquileres, entre otros. En este caso los costos generados por prestar el servicio serán asumidos por la empresa AIP S.A.S.

El ingeniero de operaciones de la compañía asegura que históricamente en el Campo Teca se contrata a la empresa para la toma del registro DTS en tres pozos y la toma del registro en cada pozo tiene una duración de tres días; Además se estima que analizar el registro e implementar el algoritmo tendría una duración de dos días por parte de ingeniero de análisis en las oficinas de la empresa ubicadas en Bogotá. En la **Tabla 26**, se observa los respectivos costos asociados a la toma de un registro DTS.

**Tabla 26.** Costos por servicio.

TOMA DEL REGISTRO			
	Días	Valor / día	USD
<b>Personal</b>			
Ingeniero de operaciones	9	155	1.395
Operador	9	120	1.080
Asistente de operaciones	9	105	945
Ingeniero de análisis	2	140	280
<b>Equipos</b>			
Camión	9	50	450
Herramienta DTS	1	1.750	1.750
Unidad de Wireline	2	230	460
Skid	1	570	570
Baterías (Repuesto)	1	900	900
<b>Viáticos</b>			
Alimentación del personal	9	14	126
Alojamiento del personal	9	22	198
<b>Movilización</b>			
Movilización maquinaria	2	1.000	2.000
Combustible	9	34	306
<b>TOTAL</b>			<b>10.460</b>

**Fuente:** Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. Área de actividades, suministros y servicios, Bogotá, 2017.

Según información dada por el ingeniero de operaciones, el servicio es contratado en promedio unas 17 veces al año para la toma del registro DTS, en la **Tabla 27**, se puede observar cuanto es el costo de operación por periodo que demanda la herramienta DTS.

**Tabla 27.** Costos totales por servicio.

PERIODO	COSTO DE OPERACIÓN	NÚMERO DE SERVICIOS	TOTAL (USD)
1	10.460	17	177.820
2	10.460	17	177.820
3	10.460	17	177.820
4	10.460	17	177.820

**Fuente:** Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. Área de actividades, suministros y servicios, Bogotá, 2017.

**6.2.1 Costos de mantenimiento preventivo de la herramienta DTS.** También hay que tener en cuenta que después del primer año, a la herramienta DTS se le debe hacer un mantenimiento preventivo para que opere de manera correcta cada vez que esta va a ser usada en campo; este mantenimiento preventivo tiene un costo de 85 USD, según el área de mantenimiento de la empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. A continuación, en la **Tabla 28**, se muestra los costos por mantenimiento en promedio que hay que efectuarse a la herramienta por periodo.

**Tabla 28.** Costos por mantenimiento de la herramienta DTS.

PERIODO	COSTO DE MANTENIMIENTO	NÚMERO DE SERVICIOS	TOTAL (USD)
1	0	0	0
2	85	17	1.445
3	85	17	1.445
4	85	17	1.445

**Fuente:** Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. Área de actividades, suministros y servicios, Bogotá, 2017.

**6.2.2 Costos totales.** Teniendo ya definidos todos los costos de inversión, costos asociados a la operación totales por servicio y mantenimiento preventivo de la herramienta DTS para la toma de un registro, se pueden calcular cuales son los costos totales que demanda el proyecto para el horizonte proyectado de cuatro años, estos se van a ilustrar en la **Tabla 29**.

**Tabla 29.** Costos de operación.

PERIODO	COSTOS POR SERVICIO	COSTO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO	TOTAL (USD)
1	177.820	0	177.820
2	177.820	1.445	179.265
3	177.820	1.445	179.265
4	177.820	1.445	179.265

**Fuente:** Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. Área de actividades, suministros y servicios, Bogotá, 2017.

### 6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Según el área de mercadeo de la empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S, actualmente cobra 22.600 USD por el servicio de toma de un registro DTS, pero con la implementación del algoritmo desarrollado en este proyecto, se estima para proyección cobrar por cada servicio 23.600 USD. En la **Tabla 30**, se pueden ver como son los ingresos por periodo que tiene la empresa con la realización de este proyecto.

**Tabla 30.** Ingresos.

PERIODO	INGRESO POR TARIFA	NÚMERO DE SERVICIOS	TOTAL (USD)
1	23.600	17	401.200
2	23.600	17	401.200
3	23.600	17	401.200
4	23.600	17	401.200

**Fuente:** Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. Área de actividades, suministros y servicios, Bogotá, 2017.

### 6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Este proyecto tiene un horizonte proyectado de cuatro años, con un tasa de interes de oportunidad (TIO) del 10% anual, suministrada por la empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S., y se evaluará la viabilidad de este proyecto mediante el indicador de Valor Presente Neto (VPN).

Según Baca<sup>55</sup>, “El Valor Presente Neto, es el indicador más utilizado porque pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto. Al usar el VPN recordemos que los ingresos se toman con el signo positivo y en la línea de tiempo estarán ubicados en la parte superior y los egresos se tomarán con el signo negativo y estarán ubicados de la línea de tiempo hacia abajo”.

<sup>55</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2004, p. 197.

Desde el punto de vista matemático el valor presente neto se representa con la **Ecuación 8**.

**Ecuación 8.** Valor presente neto.

$$VPN_{(i)} = F_o + \sum \frac{F_n}{(1 + i)^n}$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2004, p. 197.

**Donde:**

$VPN_{(i)}$ : Valor Presente Neto.

$F_n$ : Flujo de caja neto del periodo t.

$F_o$ : Inversión inicial.

$i$ : Tasa a la cual son descontados los flujos de caja, esa tasa se denomina tasa de interes de oportunidad.

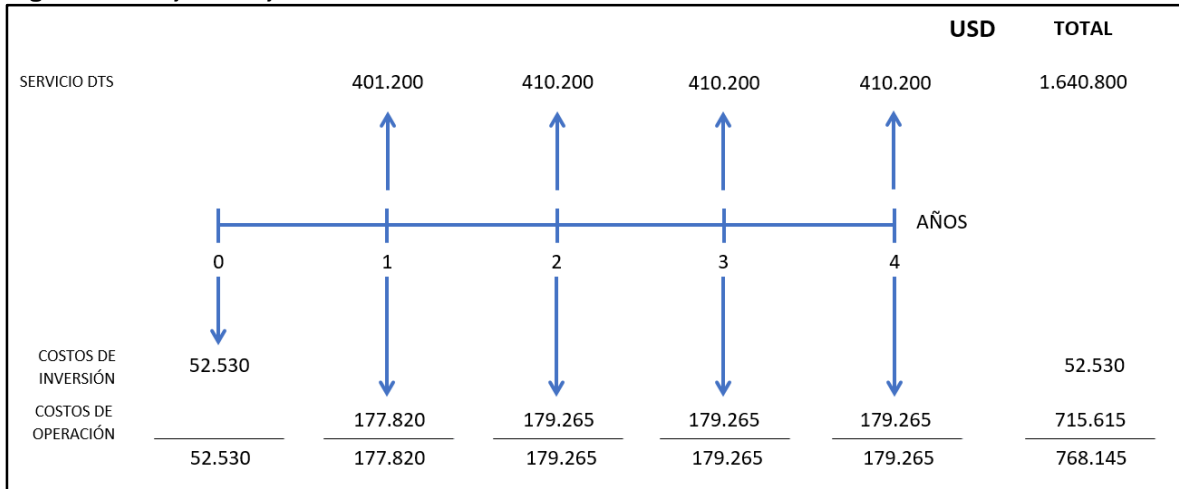
$n$ : Número de periodos en que se va a desarrollar el proyecto.

Los criterios que se tienen en cuenta para evaluar los resultados arrojados por este indicador son los siguientes:

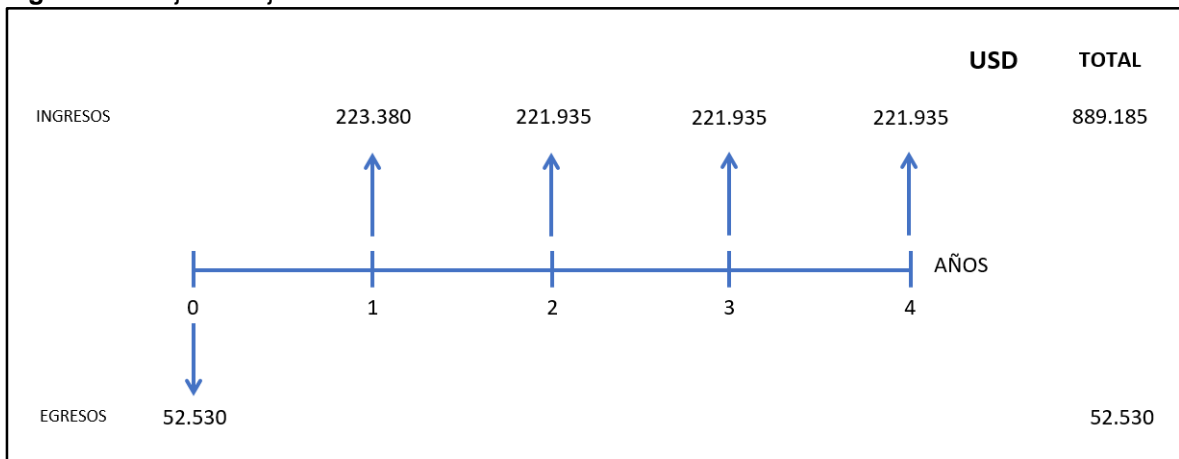
- Si el  $VPN > 0$ , el proyecto es atractivo para el inversionista, porque en pesos de hoy, los ingresos son mayores que los egresos.
- Si el  $VPN < 0$ , significa que en pesos de hoy los ingresos son menores que los egresos y por lo tanto el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista.
- Si el  $VPN = 0$ , los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente le será indiferente al inversionista.

A continuación, en la **Figura 46**, se puede ver el flujo de caja para el proyecto, en un horizonte proyectado a cuatro años; adicionalmente, en la **Figura 47**, se puede apreciar el flujo de caja neto, cuyos datos van a ser utilizado en el cálculo del valor presente neto con el cual se evaluará financieramente el proyecto.

**Figura 46.** Flujo de caja.



**Figura 47.** Flujo de caja neto.



Con base a los datos obtenido del flujo de caja neto, se procederá a calcular el valor presente neto.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0,10)} &= -52.530 + \frac{223.380}{(1 + 0,10)} + \frac{221.935}{(1 + 0,10)^2} + \frac{221.935}{(1 + 0,10)^3} \\
 &\quad + \frac{221.935}{(1 + 0,10)^4} \\
 VPN_{(0,10)} &= 652.287,72 \text{ USD}
 \end{aligned}$$



## **6.5 CONCLUSIÓN FINANCIERA**

Desde el punto de vista financiero, se recomienda a la empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S., ejecutar el proyecto porque en el horizonte de proyección de cuatro años genera una ganancia extraordinaria de 652.287,72 USD a dólares de hoy, adicional a la tasa de interés de oportunidad.

## 7. CONCLUSIONES

- El Campo Teca es un campo colombiano que produce crudo pesado de 12,8 °API altamente viscoso, por esta característica es necesario utilizar un sistema de inyección de vapor para disminuir su viscosidad y facilitar su extracción.
- La inyección de vapor es uno de los métodos de recobro térmico más usados en el mundo, ya que aproximadamente el 39.7 % de los campos que producen crudo pesado lo utilizan por los beneficios que ofrece como disminuir la viscosidad del crudo, limpiar la zona cercana al pozo, mejorar la movilidad del crudo entre otros.
- La herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS), es una de las mejores herramientas de medición de temperatura disponibles en la actualidad, ya que por su tecnología de fibra óptica permite hacer una medición de temperatura en un rango de -33.8 °F a 750 °F precisa y de calidad porque permite tomar un dato a la misma profundidad en diferentes intervalos de tiempo generando un dato estadísticamente confiable; por esta razón la compañía operadora de Campo Teca ha renovado el contrato de la herramienta desde el año 2014.
- Los perfiles de temperatura de los pozos A, B y C arrojados por la herramienta de monitoreo de temperatura (DTS), permiten inferir que la profundidad y la temperatura son directamente proporcionales, lo que permite ver que los perfiles de los tres pozos tienen una tendencia similar.
- En los tres pozos se vio una dispersión de los datos ocasionados por los cambios de la litología (areniscas limpias o sucias o shales) y la profundidad a la cual se está inyectando el vapor, esto permite concluir que la litología y la profundidad son los principales factores por los cuales se disminuye la calidad de vapor en Campo Teca.
- Por los resultados arrojados por el algoritmo, se ve que el método inyección de vapor usado en los tres pozos es poco eficiente, ya que en promedio el banco de vapor que llega a fondo tiene aproximadamente un 19% en calidad, ocasionando que el efecto del vapor sobre las propiedades de los fluidos atrapados en el yacimiento no sea el esperado.
- La validación que se hace en el Software Geographix puede presentar entre un 5% a un 7,5% de error por factores como el *step* en que fue tomado el registro, compatibilidad de la herramienta con el Software y la calibración que se realiza a la herramienta antes de cada servicio.

- Desde el punto de vista financiero, se le recomienda a la empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S., ejecutar el proyecto porque en el horizonte de proyección de cuatro años genera una ganancia extraordinaria de 652.787,72 USD a dólares de hoy, adicional a la tasa de interés de oportunidad.

## 8. RECOMENDACIONES

- Modificar el diseño de inyección actual, para que en superficie se genere vapor que tenga una calidad superior al 80%, garantizando así que el banco de vapor llegue con mayor calidad a la cara de la formación.
- Realizar un estudio de viabilidad técnico - financiero para el cambio del sistema actual de inyección por casing de producción por un sistema de inyección por tubería si es posible recubierta con algún tipo de aislante para reducir las pérdidas de calor en el recorrido que hace el vapor desde superficie hasta fondo.
- Alimentar al software con una columna estratigráfica más detallada que permita
- hacer un análisis más complejo de los efectos que tiene la litología sobre la calidad de vapor que está siendo inyectado en Campo Teca.
- Correr el algoritmo en pozos desviados para establecer si este factor influye en los resultados arrojados de la calidad de vapor en cualquier punto del proceso.
- Probar el algoritmo en otros pozos del campo con características similares a los estudiados en este proyecto de grado.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum geology, a new proposal, [En línea]. [Citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Integración Geológica de la Digitalización y análisis de Núcleos, [En línea]. [Citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), informes de producción de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, [En línea]. [Citado el 27 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Estadisticas/Paginas/Regalias-despues-del-SGR.aspx>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Organic Geochemistry Atlas of Colombia, [En línea]. [Citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/ATLAS\\_GEOQUIMICO/Atlas\\_Geoquimico\\_210.pdf](http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/ATLAS_GEOQUIMICO/Atlas_Geoquimico_210.pdf).

AGUILERA, SANTIAGO, Fundamentos de comunicaciones ópticas: Madrid, Universidad Politécnica de Madrid, 2010.

ALVARADO, Douglas, et al. Recuperación térmica de petróleo, Caracas: Rincón Mora, 2002.

ANÓNIMO, Geology and Earth Science Terms and Definitions, [En línea]. [Citado el 22 de abril de 2017]. Disponible en internet: <http://geology.com/geology-dictionary.shtml>.

ArcGIS 10.4.1., Arc Map10.4.1, Copyright © Esri. All rights reserved.

ARIZA, LAURA. Registros de temperatura, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: <https://prezi.com/dvkdgnc1556-/registros-de-temperatura/>.

ÁVILA, IGNACIO. Registros de producción, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: [http://www.academia.edu/15250875/Registros\\_de\\_Produccion](http://www.academia.edu/15250875/Registros_de_Produccion).

BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2004.

BEARDSMORE, G.R., *et al.*, Crustal Heat flow, Cambridge: Cambridge University Press, 2001.

CARRERO, Javier, Equipos de transferencia de calor: una guía de estudio, Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia, 2008.

EL ESPECTADOR, Ecopetrol y OXY buscan elevar recobro del campo petrolero Teca-Cocorná, [En línea]. [Citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.elespectador.com/noticias/economia/ecopetrol-y-oxy-buscan-elevar-recobro-del-campo-petrole-articulo-500780>.

EL TIEMPO, Ecopetrol inició operación del Campo Teca en el Magdalena Medio, [En línea]. [Citado el 17 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-7693271>.

ESCOBAR, Freddy. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario, Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006.

EQUIPETROL. Adquisición de datos, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: <http://www.equipetrol.com/servicios-y-productos/ingenieria-de-pozos-y-adquisicion-de-datos/>.

FAROUQ, S.M., Oil recovery by steam injection, Alberta: Producers Pub. Co, 1970.

GEOGRAPHIX DISCOVERY 5000.0.0.1, Geographix 5000.0.0.1., Copyright © Graphics Corporation. All rights reserved.

GOMEZ, Luis. Recuperación mejorada de hidrocarburos: inyección cíclica y continua de vapor, Bucaramanga: Editorial Universidad Industrial de Santander, 1989.

HOLMAN, J.P, Transferencia de calor, México D.F.: Compañía editorial continental, s. a, 1999.

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

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008.

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

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LA LAGUNA, Fundamentos de fibra óptica, [En línea]. [Citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: [http://www.itlalaguna.edu.mx/Academico/Carreras/electronica/opteca/OPTOPDF7\\_archivos/UNIDAD7TEMA2.PDF](http://www.itlalaguna.edu.mx/Academico/Carreras/electronica/opteca/OPTOPDF7_archivos/UNIDAD7TEMA2.PDF).

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico, Paris: Centre National De La Recherche Scientifique, 1968.

PONCE HIDALGO, Ronald Darío. Evaluación pozo a pozo. Trabajo de grado. Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías físico – químicas, escuela de ingeniería de petróleos, 2004.

RAMEY, H.J., Jr., Fundamentals of Thermal Oil Recovery, Dallas: The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965

RAMIREZ, JOSE. Registro de presión y temperatura en pozos, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/presentation/256568074/Registro-de-Presion-y-Temperatura-en-Pozos>.

RIVERO, Douglas, et al. Recuperación térmica del petróleo: Inyección continúa de vapor. Consultado el 25 de febrero de 2017. Disponible en: <http://continuoussteam injection.blogspot.com.co>.

SALGAR. Mauricio. Proyectos de Crudo Pesado en Colombia. [En línea] [Citado el 20 de febrero de 2017]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Presentaciones/Proyectos%20de%20crudo%20pesado%20en%20Colombia.pdf>.

SANTA CRUZ, Oscar, Modulo introductorio: Principios generales del sistema de fibra óptica: Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, 2010.

SATTER, Abdus, *et. al.*, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software: Houston, PennWell Books, 2008, 688 p.

SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary en español, [En línea]. [Citado el 22 de abril de 2017]. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=>.

SENSOTEC. Sensores de medición, [En línea]. [Citado el 17 de julio de 2017]. Disponible en internet: <http://www.sensotec.com.ar/notes/7010/HDD-70-10.pdf>.

SERVICIO GEOLÓGICO MEXICANO, Rocas, [En línea]. [Citado el 22 de abril de 2017]. Disponible en internet: <http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/es/rocas/>.

SMOLEN, James, A DTS Primer for Oil & Gas Production: Missouri, 2003.

TECNUN, Naturaleza y propagación de la luz: Navarra, Universidad de Navarra, 2007.

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN, Física moderna: óptica, [En línea]. [Citado el 15 de marzo de 2017]. Disponible en internet: <https://fisica-moderna.jimdo.com/%C3%B3ptica/ley-de-snell/>.

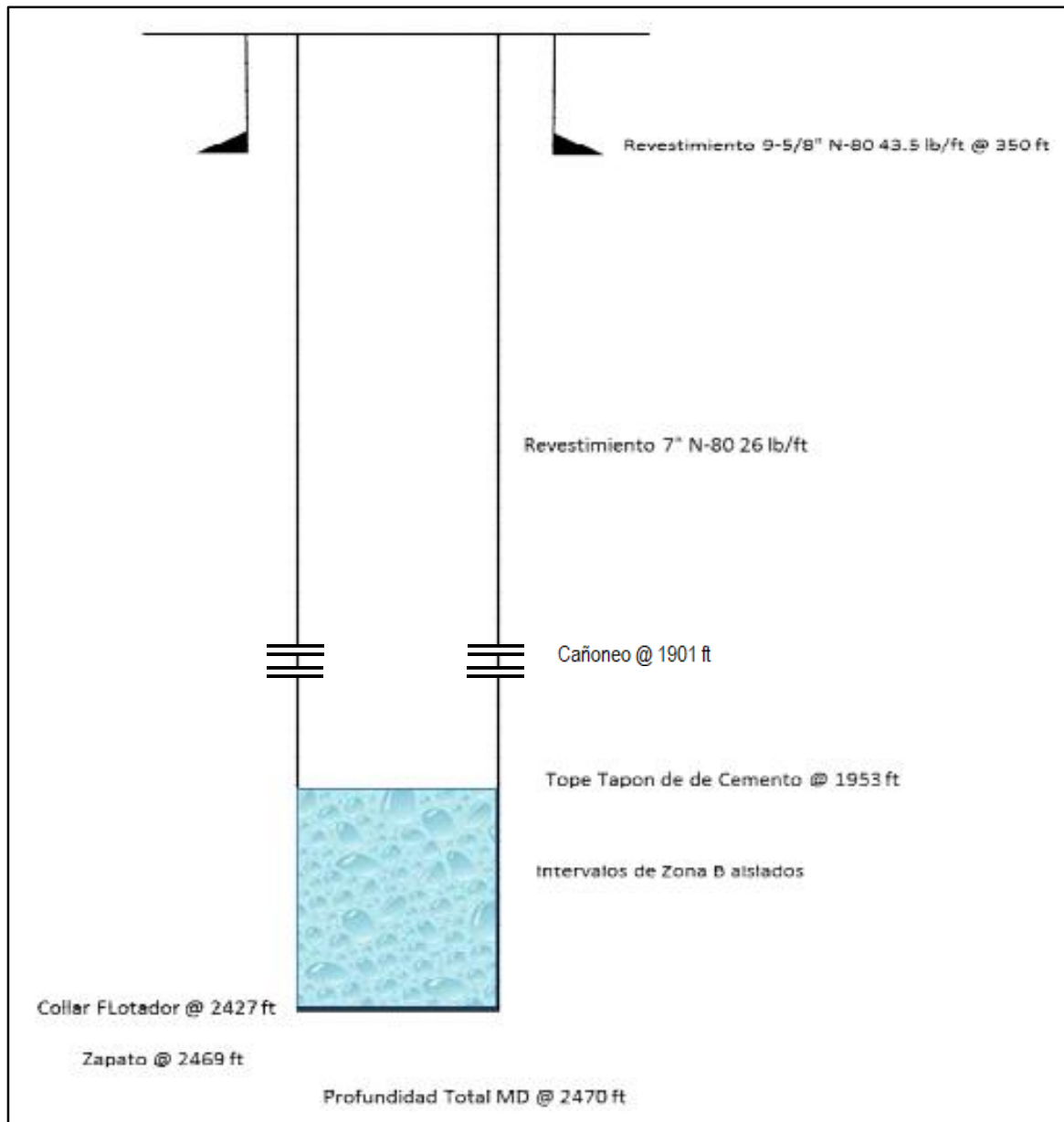
UNIVERSIDAD DE SONORA, Clasificación de areniscas, [En línea]. [Citado el 22 de abril de 2017]. Disponible en internet: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijores/clasare.htm>.

UNIVERSIDAD DE SONORA, Petrología de rocas Detríticas, [En línea]. [Citado el 22 de abril de 2017]. Disponible en internet: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detríticas/temario.htm>.



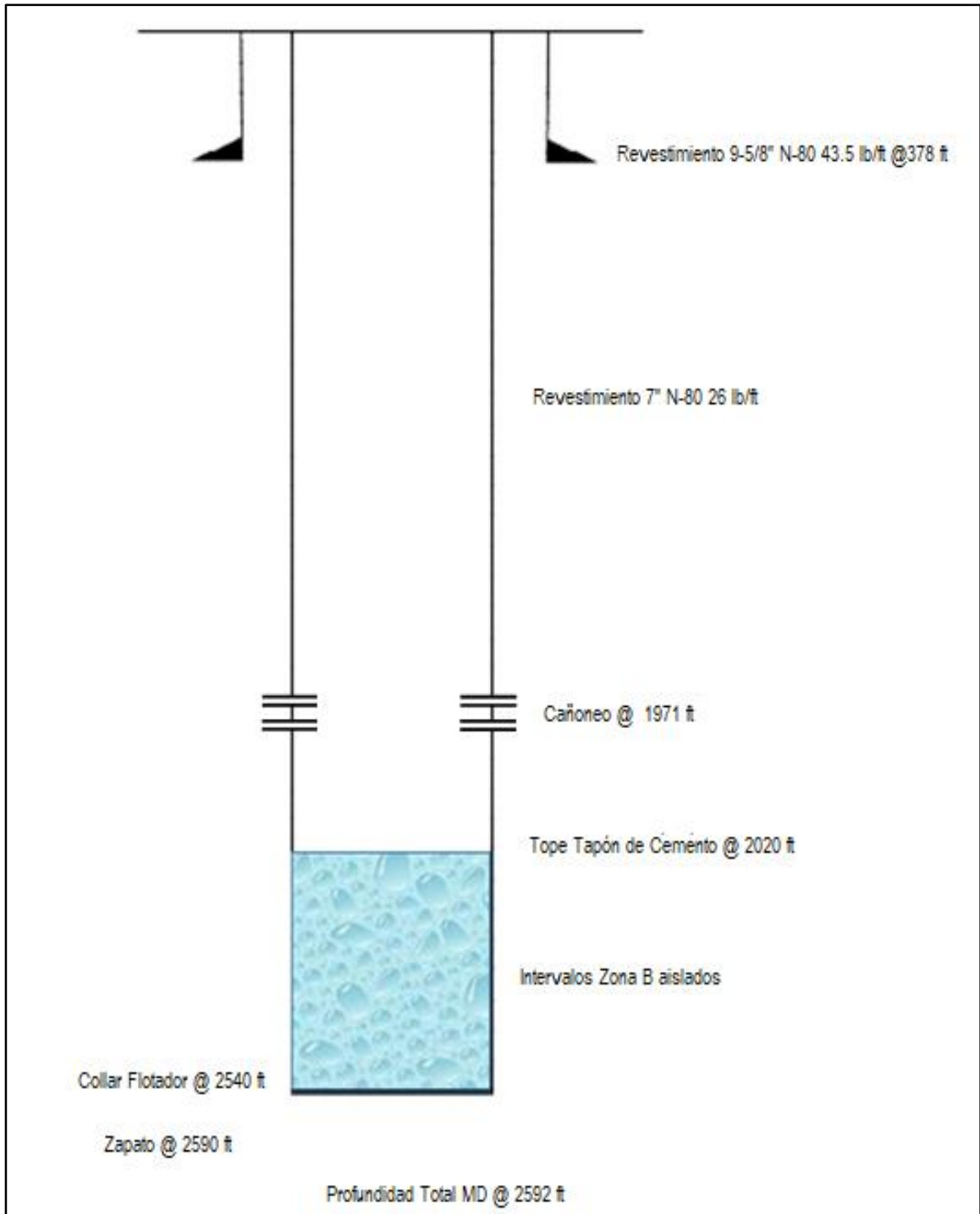
## **ANEXOS**

## ANEXO A ESTADO MECÁNICO POZO A.



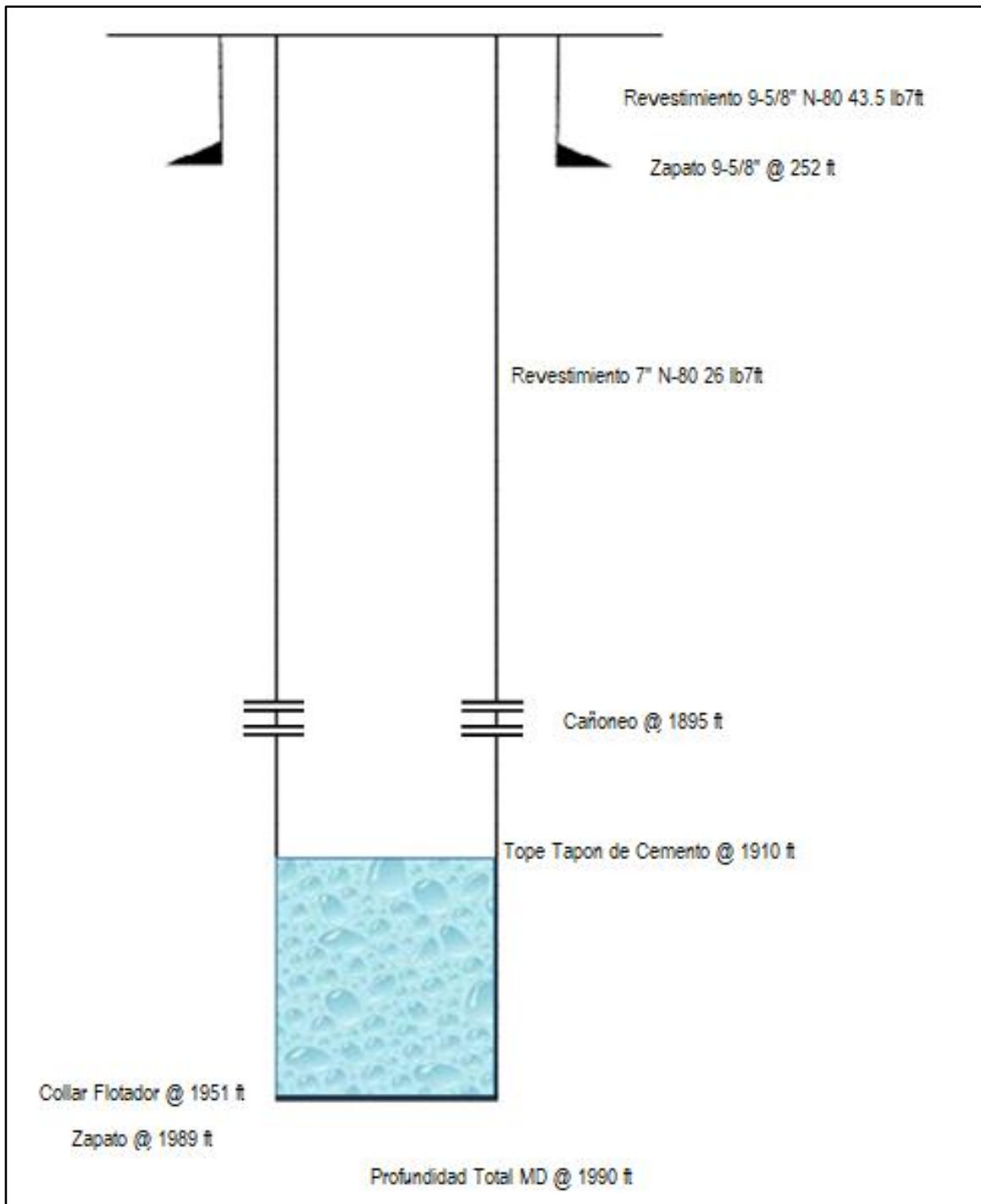
Fuente: Asesoría en ingeniería de Petróleos S.A.S.

**ANEXO B**  
**ESTADO MECÁNICO POZO B.**




**Fuente:** Asesoría en ingeniería de Petróleos S.A.S.

**ANEXO C**  
**ESTADO MECÁNICO POZO C.**



**Fuente:** Asesoría en ingeniería de Petróleos S.A.S.

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


## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Carlos Sebastian Ramirez Doncel** y **Juan David Romero Hernández** en calidad de titulares de la obra **diseño de un algoritmo que evalúe la calidad de vapor inyectado en el sector Sur del Campo Teca a partir de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS)**, elaborada en el año **2016**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

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

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

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

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

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

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

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

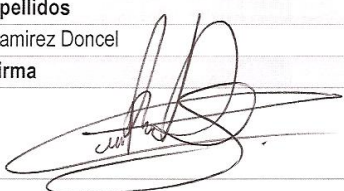
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

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

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 22 días del mes de agosto del año 2017.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Carlos Sebastian	Ramirez Doncel
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1.026.289.631	

##### Autor 2

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Juan David	Romero Hernández
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1.030.602.557	