

DISEÑO DE UN PLAN DE REABANDONO DE UN POZO TIPO EN EL CAMPO  
LA CIRA INFANTAS

LUIS ENRIQUE DICK BERNAL  
PAULA CAROLINA OJEDA TRIANA

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

DISEÑO DE UN PLAN DE REABANDONO DE UN POZO TIPO EN EL CAMPO  
LA CIRA INFANTAS

LUIS ENRIQUE DICK BERNAL  
PAULA CAROLINA OJEDA TRIANA

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

Director  
WUILMER CORREA MEZA  
Ingeniero de petróleos

Orientador  
ALEJANDRO CONTRERAS GARZÓN  
Ingeniero de petróleos

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

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Firma del Presidente del Jurado

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

Bogotá, D.C., Julio 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 de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

*“A mi madre, Martha Lucia Bernal, por su amor y apoyo incondicional. Por guiarme hacia la realización de mis sueños y la búsqueda de la felicidad.*

*A mi familia, por inculcarme la unión y los valores de mis abuelos.*

*A mi compañera de tesis, Carolina, por la oportunidad. Mis mejores deseos.*

*A mis amigos y compañeros por los momentos vividos.”*

**Luis Enrique Dick Bernal**

*“A mí familia por siempre apoyarme en mis decisiones, por darme todo su amor y sus valores para ser la mujer que soy.*

*A mis amigos de vida por apoyarme, acompañarme y estar conmigo en los momentos buenos y malos.*

*A mí compañero de tesis, Luis, por su eterna paciencia y responsabilidad.*

*A cada persona que estuvo en mí vida durante este recorrido que he decidido emprender.*

*¡Gracias!*

**Paula Carolina Ojeda Triana**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos especialmente a la empresa Ecopetrol S.A., por permitirnos realizar y culminar este trabajo de grado bajo su dirección, acompañamiento y apoyo.

Al Ingeniero Juan Manuel Rodríguez, por brindarnos el apoyo y permitirnos realizar este proyecto para concluir con nuestro pregrado.

A nuestro Director, Ingeniero Wuilmer Correa Meza, por haber aportado su experiencia, colaboración y tiempo para que el proyecto se realizara de la mejor manera posible.

A nuestro orientador, Ingeniero Alejandro Conteras Garzón, por su tiempo y conocimiento para guiarnos a lo largo del proceso de la realización del proyecto, y su colaboración para realizarlo a tiempo.

Al ingeniero Alexander Claros Bahos, por su gestión, guía y colaboración en campo para poder recolectar la información pertinente para la realización de nuestro proyecto.

A Jaime Camargo y al Ingeniero León por su hospitalidad en Barrancabermeja, durante los días de visita al campo.

Al ingeniero Efraín Sandoval por su experiencia y colaboración para enriquecer nuestro proyecto de grado.

Al Ingeniero Julio Villamil por su tiempo e interés para complementar nuestro proyecto. Agradecemos la información entregada y su hospitalidad en campo.

Al ingeniero Carlos Alejandro Ortiz por su colaboración para enriquecer nuestro proyecto y darnos la oportunidad de aprovechar al máximo el tiempo en campo. Agradecemos su hospitalidad.

Al ingeniero German Castillo por su interés en la recolección de información relevante al trabajo de grado.

A la Ingeniera Geóloga María Eugenia Chamorro, por su conocimiento y disposición en los aspectos geológicos del proyecto.

Al asesor Pedro Pablo Moreno, por haber orientado el aspecto financiero del proyecto.

A todos los docentes de la universidad, que de una u otra forma nos brindaron conocimientos para el desarrollo de este trabajo y nuestra formación como Ingenieros de Petróleos.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1.GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	30
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	30
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna estratigráfica	33
1.3.2 Estratigrafía.	35
1.3.2.1 Secuencia Jurásica.	35
1.3.2.2 Secuencia Cretácea.	35
1.3.2.3 Secuencia Paleógeno.	37
1.3.2.4 Secuencia Neógeno	38
1.3.2.5 Secuencia Cuaternaria	38
1.3.3 Geología Estructural	38
1.3.3.1 La Cira	39
1.3.3.2 Infantas	39
1.3.4 Geología del Petróleo	39
1.3.4.1 Roca generadora	39
1.3.4.3 Roca Sello	40
1.3.4.4 Migración	40
1.3.4.5 Trampas	40
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
1.4.1 Método de Producción.	40
1.4.2 Tiempo de producción	42
1.4.3 Producción acumulada.	43
1.4.4 Número de pozos	45
2. CAUSAS, MÉTODOS Y OPERACIONES DE ABANDONO DE POZOS	46
2.1 CAUSAS DE ABANDONO DE POZOS	46
2.1.1 Causas de abandono de pozos	46
2.1.1.1 Abandono debido a zonas agotadas.	47
2.1.1.2 Abandono ocasionado por daños en el revestimiento	47
2.1.2 Abandono de pozos por “pescados”.	53
2.2. MÉTODOS DE ABANDONO DE POZOS	53
2.3 OPERACIONES DE REABANDONO Y ABANDONO DE POZOS	54
2.3.1 Métodos para taponar un pozo	54
2.3.1.1 Tapón balanceado	54
2.3.1.2 Métodos de la cuchara Vertedora (Dump Bailer)	55
2.3.1.3 Método de los dos tapones	56
2.3.2 Cañoneo	58

2.3.3 Cementación Forzada (Squeeze)	59
2.3.4 Milling Tools	60
2.4 TIPOS DE CEMENTO Y ADITIVOS	60
2.5 CONCEPTOS Y PROCEDIMIENTOS EN CAMPO	63
2.5.1 Actividades Previas	64
2.5.2 Actividades operativas.	65
2.5.3 Actividades Posteriores.	69
3. PROCESO DE ABANDONO DE POZOS NO CONVENCIONAL DEL AÑO 2003 AL 2008	71
3.1 METODOLOGÍA NO CONVENCIONAL	71
3.1.1 Materiales	72
3.1.2 Etapas operativas del abandono no convencional	73
3.2 PROGRAMA DE INYECCIÓN DE AGUA POR SARTA SELECTIVA	73
3.3 PROBLEMAS POSTERIORES AL ABANDONO	73
3.3.1 Flujos Cruzados	73
3.3.2 Revestimiento no cementados	74
4. NORMATIVIDAD, MARCO LEGAL Y AMBIENTAL	75
4.1 NORMATIVIDAD NACIONAL	75
4.1.1 Resolución 181495 de 2009	75
4.1.2 Decreto 1895 de 1973	76
4.1.3 Normativa en trámite	77
4.2 NORMATIVIDAD ENTES INTERNACIONALES	77
4.2.1 API E3	78
4.2.2 API 51R	79
4.3 NORMATIVIDAD INTERNA DE ECOPETROL S.A..	79
5.METODOLOGÍA DE REABANDONO PARA EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	81
5.1 OBJETIVO, CRITERIOS Y ALCANCE DE LA METODOLOGÍA	81
5.2 METODOLOGÍA DE REABANDONO	82
5.2.1 Planeación General	82
5.2.2 Actividades Previas	82
5.2.2.1 Obras Civiles	82
5.2.2.2 Planeación técnica de las operaciones	83
5.2.2.3 Elaboración permiso Ministerio de Minas y Energía.	84
5.2.3 Intervención	84
5.2.3.1 Adecuación cabeza de pozo	84
5.2.3.2 Movilización y armado del equipo de reabandono	84
5.2.3.3 Control de Pozo	85
5.2.3.4 Instalación de BOP (Blow Out Preventer)	85
5.2.3.5 Moler los tapones de fondo	85
5.2.3.6 Tapón de fondo.	85
5.2.3.7 Cañoneo zapato del revestimiento de producción	86
5.2.3.8 Cementación tapón intermedio	86

5.2.3.9 Cañoneo zapato del revestimiento de superficie	87
5.2.4 Actividades posteriores	87
5.3 TIEMPOS DE LA METODOLOGÍA DE REABANDONO Y ABANDONO	88
5.4 MAPA DE RUTA PARA LA METODOLOGÍA DE REABANDONO DE UN POZO TIPO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	98
6.IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO DE REABANDONO PARA EL POZO TIPO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	103
6.1 POZO DE ESTUDIO	103
6.2 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REABANDONO EN EL POZO CIRA L1	107
7. ANALISIS FINANCIERO	120
7.1 Análisis de costos de operación (OPEX)	120
7.1.2 Ajuste por Inflación Abandono no convencional (2003 al 2008).	124
7.2 ESCENARIO UNO (1)	126
7.3 ESCENARIO DOS (2)	128
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	143
7.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	144
7.5 FLUJO DE EFECTIVO	145
7.5.1 Flujo de efectivo Escenario uno (1).	145
7.5.2 Flujo de efectivo escenario dos (2)	147
7.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	149
8.CONCLUSIONES	150
9. RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFÍA	152
ANEXOS	154

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Primeros 5 pozos en ser perforados en el Campo La Cira Infantas.	31
<b>Tabla 2.</b> Método de levantamiento artificial en el Campo La Cira Infantas	41
<b>Tabla 3.</b> Clasificación de pozos, Campo la Cira e Infantas.	45
<b>Tabla 4.</b> Presión parcial del CO <sub>2</sub>	49
<b>Tabla 5.</b> Clasificación API para cementos.	62
<b>Tabla 6.</b> Clasificación y descripción de aditivos para lechada de cemento	63
<b>Tabla 7.</b> Clasificación según la presión de formación y el estado de cementación y revestimiento.	78
<b>Tabla 8.</b> Metodología de reabandono de pozos para el Campo la Cira Infantas.	89
<b>Tabla 9.</b> Datos Pozo CIRA L1	104
<b>Tabla 10.</b> Configuración revestimiento del pozo CIRA L1	104
<b>Tabla 11.</b> Orden de actividades de la nueva metodología de reabandono para el Pozo CIRA L1.	108
<b>Tabla 13.</b> Resumen de operaciones diarias, reabandono Pozo CIRA L1. (Día 8)	118
<b>Tabla 14.</b> Costos planeados Vs. reales de reabandono del Pozo CIRA L1.	119
<b>Tabla 15.</b> Tarifa diaria de Company Man.	121
<b>Tabla 16.</b> Costos de movilización de Equipo de Workover	121
<b>Tabla 17.</b> Costos de movilización de Equipo RSU	122
<b>Tabla 18.</b> Tarifa diaria de equipo de Workover.	122
<b>Tabla 19.</b> Tarifa diaria de equipo RSU (Rapid Service Unit) con obrero de patio.	122
<b>Tabla 20.</b> Costos operación de cementación.	123
<b>Tabla 21.</b> Costo operación de cañoneo somero.	123
<b>Tabla 21.</b> Tarifa diaria servicio de transporte.	123
<b>Tabla 23.</b> Tarifa servicio de mantenimiento y limpieza en superficie.	124
<b>Tabla 24.</b> Pozos a ser intervenidos.	124
<b>Tabla 25.</b> Pozos abandonados de forma no convencional.	124
<b>Tabla 26.</b> Costo abandono por pozo ajustado por inflación	125
<b>Tabla 27.</b> Costo promedio Operaciones. Escenario 1	126
<b>Tabla 28.</b> Costo reabandono. Escenario 1.	126
<b>Tabla 29.</b> Costo por pozo, Escenario 1.	126
<b>Tabla 30.</b> Costos de operación. Escenario 1	127
<b>Tabla 31.</b> Muestra Pozos para abandono y reabandono.	129
<b>Tabla 32.</b> Tarifa del Company Man según días de trabajo.	130
<b>Tabla 33.</b> Tarifa por pozo de movilización Equipo de Workover.	130
<b>Tabla 34.</b> Costos de actividades previas para cada pozo. Escenario 2.	131
<b>Tabla 35.</b> Días promedio de operación por pozo	132
<b>Tabla 36.</b> Costos de equipos por pozo.	132
<b>Tabla 37.</b> Costos de cementación por pozo.	133
<b>Tabla 38.</b> Costos de cañoneo por pozo.	134
<b>Tabla 39.</b> Costos de actividades de intervención para cada pozo. Escenario 2.	135

<b>Tabla 40.</b> Costo Placa y monumento por pozo en dólares	136
<b>Tabla 41.</b> Costos de Transporte por pozos.	137
<b>Tabla 42.</b> Costo de servicio de mantenimiento y limpieza por pozo	138
<b>Tabla 44.</b> Costos totales de la operación de abandono y reabandono para cada pozo. Escenario 2	139
<b>Tabla 45.</b> Costo promedio operación de reabandono.	140
<b>Tabla 46.</b> Costo promedio operación de abandono.	140
<b>Tabla 48.</b> Costo reabandono. Escenario 2.	141
<b>Tabla 49.</b> Costo por pozo, Escenario 2.	141
<b>Tabla 50.</b> Costo de operación, Escenario 2.	142

## LISTA DE ILUSTRACIONES

	pág.
<b>Figura 1.</b> Localización Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio Del Magdalena, Colombia	32
<b>Figura 2.</b> Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y del Campo la Cira Infantas.	34
<b>Figura 3.</b> Patrones de inyección de agua en un área específica del Campo.	42
<b>Figura 4.</b> Agrietamiento de la tubería por corrosión.	49
<b>Figura 5.</b> Corrosión en tuberías, herrumbre.	50
<b>Figura 6.</b> Corrosión por picadura.	51
<b>Figura 7.</b> Fatiga por corrosión	52
<b>Figura 8.</b> Método del tapón Balanceado	55
<b>Figura 9.</b> Método de Dump Bailer	56
<b>Figura 10.</b> Método de los dos tapones	58
<b>Figura 11.</b> Adecuación de vías	65
<b>Figura 12.</b> Armado de equipos en locación	66
<b>Figura 13.</b> Líneas de cementación	67
<b>Figura 14.</b> Unidad de cementación	67
<b>Figura 15.</b> Unidad de cementación	68
<b>Figura 16.</b> Testigo de lechada, tomado durante prueba de cementación	68
<b>Figura 17.</b> Pozo abandonado y cercado	69
<b>Figura 18.</b> Placa con información del pozo abandonado	70
<b>Figura 19.</b> Well Planning del pozo en Open Wells.	97
<b>Figura 20.</b> Ubicación Pozo CIRA L1	103
<b>Figura 21.</b> Estado mecánico Pozo CIRA L1	105
<b>Figura 22.</b> Ubicación de tapones en el Pozo CIRA L1.	106
<b>Figura 23.</b> Brotes de fluido en superficie Pozo CIRA L1	107
<b>Figura 24.</b> Estado Mecánico actual Pozo LA CIRA L1	116

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Gráfico de producción desde descubrimiento del Campo la Cira Infantas, hasta el año 2014	44
<b>Gráfica 2.</b> Producción desde inicio de alianza Ecopetrol – Oxy 2005 – Abril de 2017	45

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Formula interés compuesto	125
<b>Ecuación 2.</b> Formula del índice del Valor Presente Neto	144
<b>Ecuación 3.</b> Interés anual a mensual	144
<b>Ecuación 4.</b> Tasa de interés de oportunidad (TIO) mensual de Ecopetrol S.A.	145

## LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
<b>Diagrama 1.</b> Diagrama de Flujo de la Metodología de reabandono	99
<b>Diagrama 2.</b> Flujo efectivo escenario uno (1).	146
<b>Diagrama 3.</b> Flujo de efectivo escenario dos (2).	148

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Forma 7CR	155
<b>Anexo B.</b> AFE de Abandono de Pozo L1	156
<b>Anexo C.</b> Forma 10ACR	157
<b>Anexo D.</b> Reporte Abandono No Convencional	158
<b>Anexo E.</b> Registro eléctrico Pozo L2	159
<b>Anexo F.</b> Resolución en trámite	160
<b>Anexo G.</b> API 51R	173
<b>Anexo H.</b> API E3	174
<b>Anexo I.</b> Guía de Abandono Ecopetrol S.A	175
<b>Anexo J.</b> Reporte de cementación pozo La Cira L1	186
<b>Anexo K.</b> Forma 10A Pozo Cira L1	195
<b>Anexo L.</b> Costos Promedio Abandono y Reabandono Ecopetrol S.A	196
<b>Anexo M.</b> Información pozos muestra	199
<b>Anexo N.</b> Cálculos de cementación	209

## LISTA DE ABREVIATURAS

%:	Porcentaje
+/-:	Más o menos
°:	Grado
°API:	Grados API
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API:	American Petroleum Institute
BHA:	Bottom Hole Assembly
BOP:	Blow out Preventor (Preventora de reventones)
BOPD:	Barriles de petróleo por día
BPM:	Barriles por minuto
Bls:	Barriles
BP:	Beam Pump (bombeo mecánico)
BWPD:	Barriles de agua por día
CBL:	Cement Bond Logging (Registro de adherencia del cemento)
CCG:	Conventional Casing Gun (Cañoneo de Revestimiento Convencional)
CHP:	Casing Head Pressure (Presión en cabeza del revestimiento)
CUBFT/SX:	Pies cúbicos por saco
E.A:	Efectivo Anual
ESP:	Electrical Submersible Pump (Bombeo Electrosumergible)
ESPCP:	Electrical Submersible Progresivity Pump (Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas)
GR:	Gamma Ray
In:	Inches (Pulgadas)
Ft:	Feet (Pies)
KB:	Kelly Bushing
Klbs:	Kiló libras
Km:	Kilómetro
Kms:	Kilómetros
Km2:	Kilómetro cuadrado
LCI:	La Cira Infantas
lb:	Libra
LPG:	Libras por Galón
M2:	Metro cuadrado
M3:	Metro cúbico
MME:	Ministerio de Minas y Energía
No.:	Número
OPEX:	Operations for Expenditure (Gastos de operación)
OXY:	Occidental de Colombia LLC.
PCP:	Progressing Cavity Pump (Bombeo por Cavidades Progresivas)
PSI:	Pounds Square Inch (Libras por Pulgada Cuadrada)
P&A:	Plugging and Abandonment (Taponamiento y Abandono)
Ro:	Reflectancia a la Vitritina
RPM:	Revoluciones por minuto

RSU:	Rapid Service Unit
Seg:	Segundos
Sx:	Sacos
TCP:	Tubing Convey Perforators (Cañoneo transportado por la tubería)
THP:	Tubing Head Pressure (Presión en cabeza de la tubería)
TIO:	Tasa Interna de Oportunidad
TOC:	Top Of Cement (Tope del Cemento)
TOC:	Total de Carbono Orgánico
TROCO:	Tropical Oil Company
TTG:	Through Tubing Gun (Cañoneo por tubería)
UND:	Unidad
USD:	Dólar Americano
VPN:	Valor Presente Neto
VMM:	Valle Medio del Magdalena
WO:	Workover
WOB:	Weight on Bit (Peso sobre la Broca)
X-OVER:	Crossover

## GLOSARIO

**ABANDONO:** es la operación técnica en la cual se cierra por medio de tapones un pozo petrolero de manera temporal o definitiva, se desmantela las facilidades y equipos en superficie y sin perjuicio de las autoridades ambientales de cada país.

**AMBIENTE SEDIMENTARIO:** parte de la superficie terrestre que se diferencia física, química y biológicamente de zonas adyacentes, donde se acumula sedimentos por procesos geológicos y condiciones ambientales que favorecen esta acumulación. Existen tres tipos de ambientes: Continental, marino y de transición.

**ANÓXICO:** condición ambiental en el que el oxígeno se encuentra ausente o en concentraciones muy bajas.

**ANTICLINAL:** pliegue del terreno, que tiene una curvatura convexa hacia arriba, y en el centro se encuentran los pliegues o estratos más antiguos.

**ARCILLA:** mineral de origen clástico, su tamaño de grano es menor a 0,004mm. Se forman por la alteración de los minerales de silicatos como el feldespato y el anfíbol.

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria de origen detrítico, su tamaño de grano es menor a 0,004mm y está compuesto por arcilla, sin fisilidad y compacta.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de textura detrítica, su tamaño comprende entre 0,0625mm y 2 milímetros de diámetro. Se compone principalmente por feldespato, cuarzo y otros fragmentos de minerales.

**BARRIL:** es la unidad de volumen para un fluido líquido, que es equivalente a 42 galones americanos.

**BASAMENTO:** roca ígnea o metamórfica que se encuentra debajo de los depósitos sedimentarios, se considera el límite geológico a la hora de perforar un pozo.

**BUZAMIENTO:** comúnmente conocido como inclinación, es el ángulo que forma el plano del estrato con la horizontal.

**CABECEO:** es el ángulo que forma el eje de un pliegue con la línea horizontal contenida en el plano axial.

**CALIZA:** roca sedimentaria carbonatada, su tamaño de grano varía de 0,006mm a 2mm. Se compone por calcita de origen orgánico, detrítico o químico.

**CAMPO PETROLÍFERO:** superficie geográfica, definida, donde existe una acumulación subterránea de hidrocarburos.

**CAÑONEO:** es la operación técnica para crear una comunicación por medio de perforaciones a la tubería de revestimiento, cemento y a la formación, para

permitir el flujo de las formaciones productoras al pozo o comunicar la tubería de revestimiento con el espacio anular entre la tubería y la cara de la formación.

**CEMENTACIÓN:** es la operación técnica de preparar y bombear cemento en un lugar determinado, en un pozo. Las operaciones de cementación se llevan a cabo para sellar el espacio anular en un pozo ya revestido, para colocar un tapón desde el cual se realiza desviaciones en pozos ya existentes, o taponar un pozo para que pueda ser abandonado.

**CHERT:** roca sedimentaria la cual fue depositada en partículas, su tamaño de grano varía entre 0,004mm a 0,625mm. Se compone por sílice de grano fino.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación gráfica, que tiene como objetivo describir la ubicación vertical de las diferentes unidades geológicas de un área específica.

**CONCORDANCIA:** secuencia geológica, en donde no se observa evidencia de erosión o ausencia de depositación, donde la unidad de arriba fue depositada en la de abajo sin interrupción.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria de origen detrítico, su tamaño de grano se encuentra entre 2mm a 4mm unidas entre sí por un tipo de cemento, compuesta por clastos que pueden corresponder a cualquier tipo de roca.

**CORROSIÓN:** pérdida del metal debido a reacciones químicas y electroquímicas por el ambiente y las condiciones a la que la estructura metálica se encuentra.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** depresión de la corteza terrestre por la actividad tectónica donde se depositan y acumulan sedimentos. Tienen forma de cubeta o de fosa alargada. La subsidencia suele incrementar al momento de la depositación de los sedimentos, es un lugar propicio con la ayuda de diferentes condiciones ambientales, biológicas entre otras para la generación de hidrocarburos.

**ESPESOR:** la medida del grueso de un estrato, formación o unidad geológica, desde su base hasta el tope. Suele variar a lo largo de la extensión de la estructura en estudio.

**ESTRATIGRAFÍA:** es el estudio de la historia, composición, edades, distribución y la interpretación de la historia de la tierra. Esta ciencia abarca las características litológicas de los estratos de la tierra con el fin de establecer correlaciones y establecer eventos geológicos que ocurrieron.

**ESTRATO:** losa de roca caracterizada, acotada tanto por encima como por debajo por otros estratos con comunicación hidráulica vertical.

**EQUIPO DE COILED TUBING (Tubería flexible):** unidad autónoma de tubería flexible utilizada en operaciones de reacondicionamiento de pozo, fácilmente transportable que inyecta y recupera una tubería flexible. La unidad puede ser utilizada en pozos vivos.

**FACIES:** las características generales de una unidad de roca, que permite caracterizar y determinar el ambiente de formación.

**FACTOR DE RECOBRO:** representa el porcentaje de la totalidad de petróleo que se encuentra bajo tierra en un área determinada, y que es posible extraerlo y recuperarlo hasta superficie de manera rentable.

**FALLA:** fractura que se presenta en la corteza terrestre produciendo que se muevan los bloques rocosos que son separados por ella.

**FORMACIÓN GEOLÓGICA:** conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, identificadas por sus características litológicas y posición estratigráfica, depositadas durante un periodo de tiempo.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** rama de la geología que se encarga de estudiar todo lo relacionado con el origen, migración, entrapamiento y almacenamiento de hidrocarburo en las unidades geológicas. Se ocupa además de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo crudo y gas.

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** es la rama de la geología que se encarga de estudiar las configuraciones de las rocas y unidades geológicas que han sido deformadas por diferentes eventos naturales, además de los desplazamientos y mecanismos implicados en su desarrollo y su evolución en el tiempo

**GOR:** (Gas-oil ratio) es la cantidad de gas en metros cúbicos producidos por cada barril de petróleo producido.

**GRABENS:** conjunto de dos fallas normales paralelas con inclinación opuesta en un ambiente tectónico.

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por el American Petroleum Institute (API) para medir la densidad relativa de los diferentes líquidos, a 60° F, presentes en la industria de hidrocarburos.

**GRUPO:** unidad litoestratigráfica con un rango mayor que una formación esta compuestas por dos o más formaciones,

**INCONFORMIDAD:** contacto de una superficie geológica en el que materiales sedimentarios estratigráficos descansan sobre rocas ígneas o metamórficas.

**INFRAYACENTE:** estrato que está localizado espacialmente encima de otro, es decir en el tope.

**INTRAFORMACIONAL:** conglomerados que se encuentra entre dos estratos definidos.

**INTRAMAREAL:** es el espacio entre los límites de la marea baja (baja mar) y la marea alta (pleamar).

**KERÓGENO:** es la fracción orgánica insoluble contenida en las rocas sedimentarias, compuesta principalmente por hidrogeno y carbono, que bajo

condiciones de presión y temperatura empieza a ser inestable lo que hace que se produzca un reagrupamiento en la estructura originando hidrocarburos.

**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:** son sistemas de operación que le entregan energía adicional a la columna de fluido de un pozo para iniciar o mejorar la producción y llevar los fluidos a superficie.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria clástica, su tamaño de grano se encuentra entre limo 0,625mm y arenisca 0,004mm. Se compone en su mayoría por limo. Se caracterizan por tener una fracción de arcilla y un menor espacio poroso que las areniscas.

**LITOLOGIA:** es el estudio geológico de las características físicas y químicas de las rocas del subsuelo

**LODOLITA:** roca sedimentaria de origen detrítico. Su tamaño de grano 0,625mm constituido por minerales de arcilla. Se caracterizan por su baja plasticidad y contenido de agua.

**LUTITA:** roca sedimentaria detrítica o clástica, constituida por partículas de tamaño entre arcilla y limo. Su tamaño de grano es menor o igual a 0,625mm. Su color está entre los tonos gris, azul, verde y blanco. Se caracterizan por ser rocas porosas y a la vez impermeables.

**MEANDRO:** curvas pronunciadas por el curso del río, donde se presenta una gran acumulación y depositación de sedimentos en la parte convexa y se predomina la erosión en la cóncava.

**MICA:** grupo de minerales compuesto por diferentes compuestos de silicato como de hierro, alumina y magnesio. Se presentan en láminas flexibles y brillantes.

**MIEMBRO:** unidad geológica de rango inferior a la formación, que está dividida por capas o estratos, establecida en base a diferencias claras a zonas adyacentes en una formación.

**MIGRACIÓN:** es el movimiento de los hidrocarburos generados desde la roca fuente hasta su entrapamiento. Existen dos principales tipos de migración. La primaria ocurre cuando los hidrocarburos salen de la su roca fuente, y la secundaria cuando migran hasta llegar a la roca reservorio que hace parte del sistema petrolífero.

**PERMEABILIDAD:** es la cualidad de un material de permitir el flujo a través del mismo sin sufrir cambios en su estructura o en sus propiedades.

**PLIEGUE:** es un tipo de deformación plástica generada por esfuerzos tectónicos de compresión que alteran toda la masa rocosa de los estratos, generalmente sedimentarios, formando ondulaciones.

**POROSIDAD:** medida de la capacidad de almacenamiento de los fluidos que posee una roca. Fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

**POZO PETROLÍFERO:** es una obra de ingeniería que tiene como objetivo comunicar un yacimiento de hidrocarburos con la superficie, para extraer los hidrocarburos almacenados

**POZO ABANDONADO:** es un pozo petrolífero que ha sido intervenido para quedar inactivo de forma definitiva, con métodos de abandono utilizando tapones de cemento o diferentes empaques, con el fin de aislarlo efectivamente para evitar la contaminación del ambiente en el futuro.

**POZO INACTIVO:** es un pozo que no se está utilizando para ningún fin, y que a futuro puede ser puesto en funcionamiento o ser abandonado definitivamente.

**RECOBRO MEJORADO (EOR):** son diferentes procesos que incluyen los métodos que utilizan fuentes externas de energía para recuperar los hidrocarburos de manera económicamente rentable. Estas prácticas incluyen los sistemas de levantamiento artificial, la inyección de fluidos, métodos térmicos, químicos o miscibles entre otros.

**REFLECTANCIA A LA VITRINITA:** medida empleada para la evaluación de la madurez térmica del Kerógeno.

**RESERVORIO PETROLERO:** formación de roca sedimentaria, porosa y permeable la cual se encuentra cubierta por una capa de roca impermeable que no permite el paso de líquidos o gases.

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

**ROCA ALMACENADORA:** roca sedimentaria la cual cuenta con una alta permeabilidad lo que permite que el petróleo migre hacia ella, forma una trampa rodeada por una capa sello lo cual evita el escape de hidrocarburos.

**ROCA GENERADORA:** es una roca con alto contenido de materia orgánica, la cual a condiciones determinadas de presión y temperatura genera hidrocarburos, contiene mínimo 1% de materia orgánica y por lo menos 0.5% de carbono orgánico total.

**ROCA SELLO:** tipo de roca con la característica principal que no es permeable, y funciona en un sistema petrolífero como una barrera que no deja migrar el fluido y lo entrapa.

**SEDIMENTO:** material sólido inconsolidado que se acumula en la superficie terrestre.

**SHALE:** roca sedimentaria detrítica, de tamaño de grano entre 0,625mm y 0,004mm, compuesta de arcilla y limo, de baja permeabilidad.

**SINCLINAL:** estructura geológica que tiene una curvatura convexa hacia abajo, y en el centro se encuentran los pliegues o estratos más nuevos.

**SUPRAYACENTE:** estrato que está localizado espacialmente debajo de otro, es decir en la base.

**TAPONAMIENTO DE ABANDONO:** son aquellas operaciones para abandonar un pozo técnicamente. Se realiza colocando en el pozo, una serie de tapones, y realizando una prueba de integridad para garantizar el aislamiento hidráulico.

**TOC:** es la medida total de carbono contenido en la roca, sirve para saber la cantidad de materia orgánica presente en la roca generadora.

**WOR:** es la cantidad de barriles de agua producida por cada barril de petróleo producido.

**WORKOVER:** son diferentes operaciones que se realizan a un pozo después de ser perforado y completado, con diferentes objetivos. Algunos ejemplos son, cambio de sistema de levantamiento, abandono del mismo, aislamiento de zonas, recuperar un pescado entre otros.

**ZAPATO DE REVESTIMIENTO:** es el extremo inferior de la sarta de revestimiento, incluido el cemento que la rodea. Ayuda a proteger el extremo de la tubería y guiarla hacia el fondo del pozo

## RESUMEN

**TÍTULO:** DISEÑO DE UN PLAN DE REABANDONO DE UN POZO TIPO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

### DESCRIPCIÓN

En el Campo La Cira Infantas, se ejecutó un plan de abandono no convencional para pozos entre los años 2003 y 2008. Debido al re-desarrollo del campo mediante una campaña de inyección de agua, se presentaron brotes en superficie de fluidos (crudo y agua) y flujos cruzados entre formaciones permeables, generando una problemática ambiental.

En este proyecto se buscó diseñar una nueva metodología de reabandono técnico para pozos del campo en estudio con el fin de mitigar la problemática actual y cumplir con el objetivo principal de un abandono técnico de pozos. Para lo propuesto, se tuvieron en cuenta la normatividad que rige las actividades de abandono de pozos, las técnicas y operaciones necesarias para diseñar la nueva metodología de reabandono. Esta metodología, se implementó en un pozo tipo, representativo, del Campo La Cira Infanta para validar el diseño.

Por último, se realizó una evaluación de viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN), comparando los costos tanto de reabandono como de abandono de pozos, con la metodología actual y la nueva metodología propuesta en este trabajo.

**Palabras clave:** Campo Cira Infantas, abandono de pozos, reabandono de pozos, taponamiento de abandono, flujo cruzado.

## INTRODUCCIÓN

El Campo La Cira Infantas, localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, lleva cerca de 100 años ininterrumpidos de producción de hidrocarburos. Fue el primer campo petrolífero en ser descubierto, y es considerado en la actualidad un campo antiguo. Debido a lo anterior, existe un gran porcentaje de pozos postulados para su abandono.

Desde el año 2003, debido a la baja rentabilidad del campo, considerado depletado, se ejecutó una campaña masiva de abandono no convencional de pozos, con la idea de cerrar progresivamente el campo. Los abandonos no convencionales se realizaron consensuados con el Ministerio de Minas y Energía, sin los recursos recomendados para las prácticas petroleras.

En el año 2005, la empresa operadora Ecopetrol S.A. con la participación de un socio, decidió re-desarrollar el campo para incrementar la producción, con un plan de inyección de agua selectiva, llegando a aumentar en 10 años la producción diaria de crudo en un 900%. Debido al incremento de presión en el yacimiento, los pozos previamente abandonados empezaron a presentar brotes de fluidos en superficie y comunicación entre distintas formaciones en fondo. Con lo anterior se evidenció que los abandonos no cumplían con el aislamiento de los pozos y la protección del medio ambiente. Esto condujo a una problemática ambiental.

Para darle solución a este problema, se realiza una nueva metodología de reabandono técnico de pozos teniendo en cuenta los conceptos y procedimientos en campo para el abandono de pozos. Además, se recopila la información geológica, las pautas de la normatividad colombiana e internacional, las actividades que se deben realizar para evitar a futuro brotes de fluido (agua y crudo) en superficie y costos. A partir de esta nueva metodología, se realiza el diseño de plan reabandono para los pozos abandonados en la campaña del 2003 al 2008, y se implementa en un pozo tipo representativo del Campo La Cira Infantas.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Realizar el diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el Campo La Cira Infantas.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo la Cira Infantas.
2. Describir las causas y métodos de abandono de pozos petroleros.
3. Explicar los problemas presentados por los influjos existentes en superficie en pozos abandonados del 2003 al 2008 debido al programa de recobro secundario por inyección de agua.
4. Detallar el diseño del plan de abandono no convencional realizado a los pozos de estudio.
5. Describir la normatividad legal y ambiental que rige en la actualidad el abandono de pozos en Colombia.
6. Desarrollar una metodología para el reabandono del pozo de estudio en el Campo La Cira Infantas.
7. Realizar la implementación del diseño de reabandono en el pozo tipo en el Campo La Cira Infantas.
8. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se hace una descripción del Campo La Cira Infantas, en cuanto a su historia, su localización, el marco geológico e historia de producción.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo La Cira Infantas fue el primer campo petrolero descubierto en Colombia. En 1903 el comerciante José Joaquín Bohórquez llegó a la ciudad de Barrancabermeja, donde encontró emanaciones de crudo y tomó las primeras muestras. Estas muestras fueron trasladadas a las ciudades de Barranquilla y Cartagena pero no fueron de mucho interés; no fue hasta que el geólogo francés Roberto de Mares se dio cuenta de la oportunidad y en 1905 gestionó la concesión De Mares con el gobierno colombiano para la exploración de un área de 5.120 km<sup>2</sup>. En 1919, según Vázquez<sup>1</sup> la concesión fue traspasada a la Tropical Oil Company (TROCO) y debido a las dificultades para la exploración del área fue necesario llevar desde Estados Unidos tres equipos de perforación rotaria. Luego de darse la reversión de la concesión De Mares en 1951 el campo pasa a ser operado por la empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol S.A.) y fue aquí cuando la empresa se constituyó y se fundó. En 2005 Ecopetrol S.A. se asoció con la Empresa Occidental de Colombia (Oxy) para implementar y desarrollar nuevos proyectos de inyección de agua en diferentes zonas del campo para las arenas C.

El primer pozo perforado en el país fue el Infantas No.1 en 1916 por medio de un equipo de percusión- rotario. El pozo del descubrimiento del campo fue el Infantas No. 2 el cual fue perforado en 1917 y completado en 1918 a una profundidad de 1.580 pies en la Formación Mugrosa Inferior (Zona C. A finales del mismo año, se perforó y se completó el Pozo Infantas No. 3 y en 1925 se inició la perforación del Pozo LC58, completado en la Formación Colorado (Zona A), donde se comprueba la existencia del Anticlinal La Cira. Luego se perfora el pozo LC-125 en la estructura La Cira siendo el primer pozo en producir en la Formación Mugrosa Superior (Zona B). Para el año de 1926 se culminaron las obras del oleoducto y se tenían 171 pozos productores<sup>2</sup>. En la **Tabla 1**, se enumeran cronológicamente los primeros 5 pozos en ser perforados en el Campo la Cira infantas y sus principales datos.

---

<sup>1</sup> Vazquez,H. "La historia del petróleo en Colombia," Revista Universidad EAFIT, Vol 30, No 93, Medellin.1994. p 2- 7.

<sup>2</sup> Ibid., p.4.

**Tabla 1.** Primeros 5 pozos en ser perforados en el Campo La Cira Infantas.

Nombre Del Pozo	Fecha	Profundidad Objetivo	Estado
Infantas No. 1	14/06/1916	2285'	Seco
Infantas No. 2	12/12/1917	1580'	Fm. Mugrosa Productor
Infantas No. 3	19/12/1918	1760'	
Infantas No.4	9/07/1918	1590'	
Infantas No.5	2/09/1918	1607'	

**Fuente:** Ecopetrol S.A. Información Histórica de pozos Campo La Cira Infantas. OPEN WELLS. Gerencia Centro-Oriente- operaciones LCI Revisado Abril 18 de 2017. Modificado por los autores.

A Marzo de 2017, según la Gerencia de Centro-Oriente de Ecopetrol<sup>3</sup>, el campo continúa siendo operado en conjunto con Ecopetrol S.A. y Oxy y se encuentra activo y produciendo cerca de 39.300 barriles de petróleo por día (BOPD). En la actualidad se ejecutan trabajos adicionales de recobro secundario por inyección de agua y trabajos de reacondicionamiento de pozos.

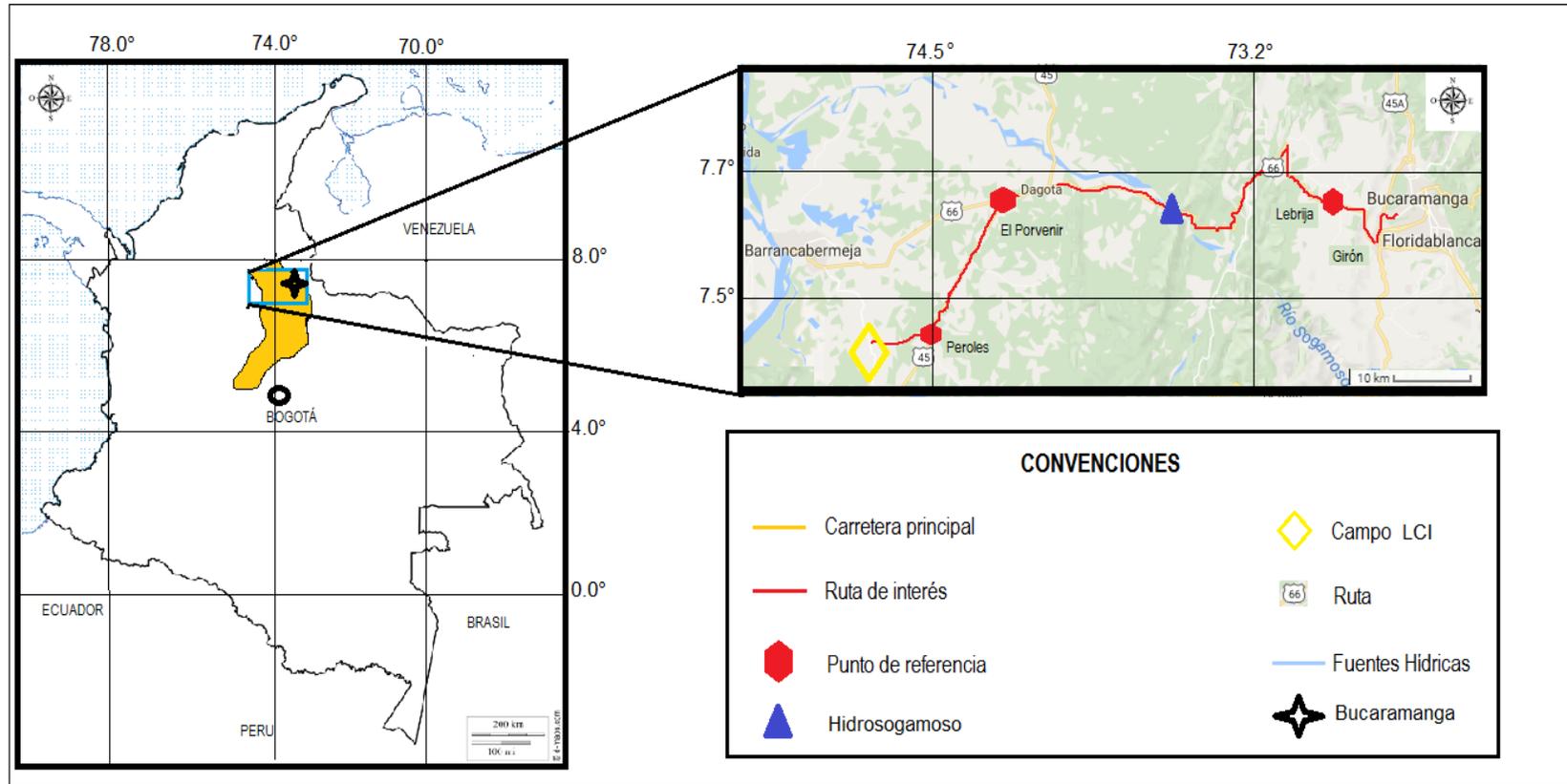
## 1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo La Cira Infantas se encuentra ubicado en Colombia, en el Departamento de Santander, Municipio de Barrancabermeja, corregimiento El Centro.

Para llegar al corregimiento El Centro se puede hacer bien sea, por vía aérea o terrestre. Por vía terrestre desde Bucaramanga el trayecto en automóvil es de 114 km, desde el centro de la ciudad se toma la Carrera 27 hacia el sur, hasta la Calle 70 donde inicia la Ruta 66 con destino a Barrancabermeja. Durante el trayecto de 104 km se conduce hacia el oeste, por los municipios de Girón, Lebrija, La Fortuna y se sobrepasa el Río Sogamoso a la altura del km 60. Al llegar al municipio El Porvenir, se desvía hacia el suroeste por la Ruta 45 (Ruta del Sol) unos 10 km hasta llegar a la salida hacia la troncal del Magdalena y se continua hasta llegar al Corregimiento el Centro donde se ubica el Campo La Cira infantas. En la **Figura 1**, se detalla el desplazamiento terrestre de Bucaramanga al campo.

<sup>3</sup> ECOPETROL S.A., “Cuadro 7”, Ecopetrol S.A., Gerencia O.D.P Cira- Inf- Teca, Subdirección de Hidrocarburos, Barrancabermeja, Santander, Colombia: Marzo, 2017.

**Figura 1.** Localización Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio Del Magdalena, Colombia



**Fuente:** Mapa de ruta Bucaramanga – Corregimiento El Centro. [En línea]. [Citado el 22 de Abril de 2017]: Disponible en Google. Página Web de Google. < <https://www.google.com> >.co>; Modificado por los autores.

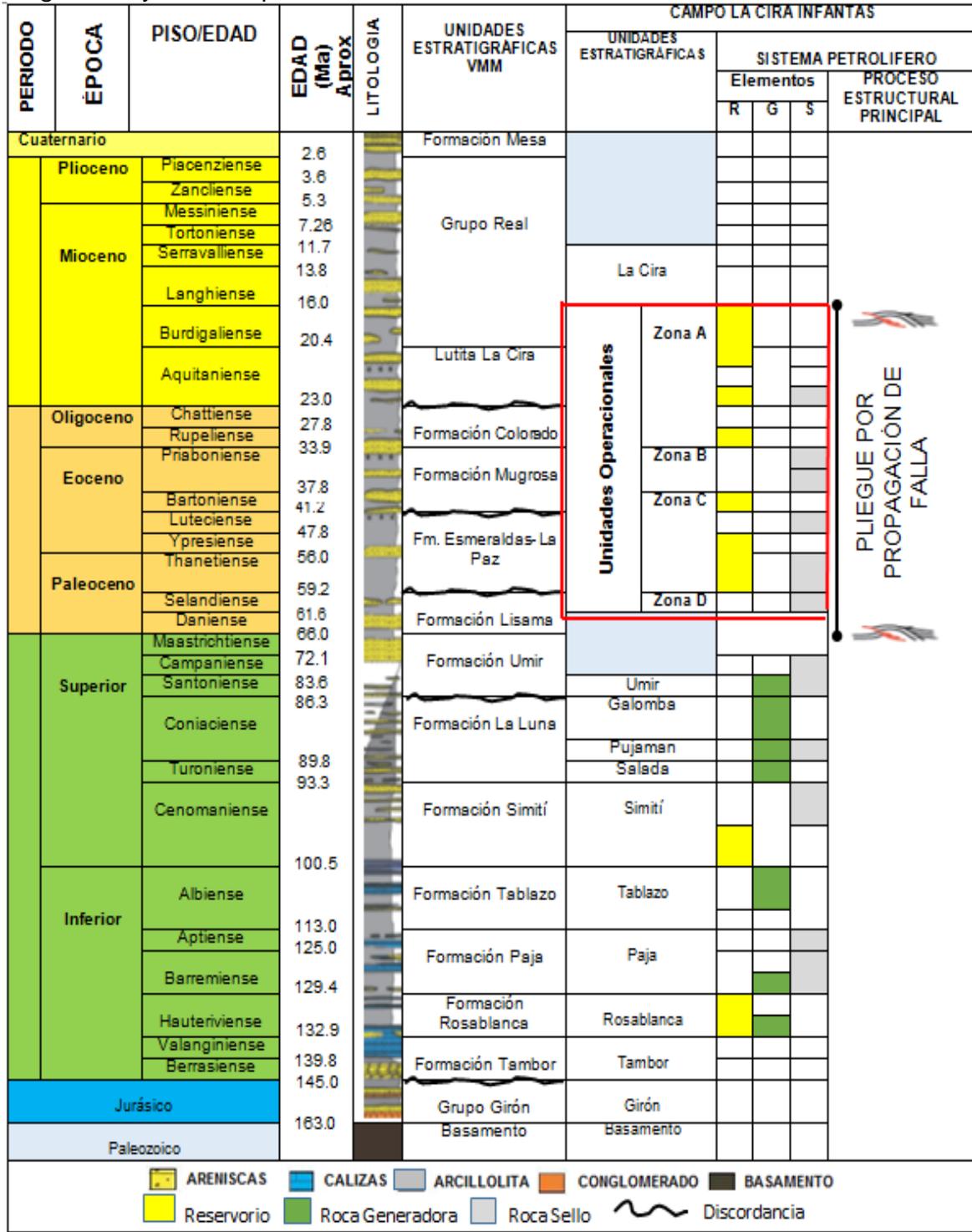
Por vía aérea se toma un avión en el puente aéreo de Bogotá hacia el Aeropuerto Yariguies de Barrancabermeja, a partir del cual el trayecto terrestre es fácil, por cerca de 10 minutos en dirección sur, hacia el Campo la Cira Infantas.

### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

El Campo La Cira Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la cual se presentan rocas del Jurásico hasta el reciente. En esta parte del capítulo se realiza una descripción de la estratigrafía, geología estructural y del petróleo asociado al campo de estudio.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** A continuación en la **Figura 2**, se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y del Campo La Cira Infantas, destacando aspectos del sistema petrolífero.

**Figura 2.** Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y del Campo la Cira Infantas.



**Fuente.** BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum Geology, a new proposal. ANH, 2007 pg 79. Modificado por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía.** Se realiza una breve descripción de las formaciones geológicas presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, haciendo énfasis en los hallazgos principales asociados al campo.

- **Basamento.** Son rocas de edad del Precámbrico al Paleozoico, de origen ígneo metamórfico compuestas por gneiss, anfibolitas y rocas metasedimentarias.

#### **1.3.2.1 Secuencia Jurásica.**

- **Grupo Girón.** Según M. Julivert<sup>4</sup> el Grupo Girón es de edad Jurásica. Se constituye por un conjunto conglomerático de color gris a rojizo con rocas subangulares a subredondas. Se encuentran fragmentos finos de cuarzo, cuarcitas, cherts, areniscas, plagioclasa, calcedonia y arcillas. Su espesor varía entre 500 y 4.920 pies. De acuerdo con Pulido<sup>5</sup>, El ambiente de depositación es de tipo continental en la base y en la parte superior su depositación es de tipo transicional, marino-continental. El contacto con la Formación Tambor infrayacente, es discordante.

#### **1.3.2.2 Secuencia Cretácea.**

- **Formación Tambor (Los Santos).** Es de edad Cretáceo Inferior (Hauteriviano-Valanginiano), conformado por shales y conglomerados rojos. En la parte superior se prevalecen capas de caliza, el espesor es de 2.133 pies. Su depositación ocurrió en un ambiente continental y llanuras deltáicas. El contacto con el Basamento infrayacente, es discordante.
- **Formación Rosablanca.** Se depositó en el Cretácico (Hauteriviano-Barremiano). Se compone por capas de calizas dolomíticas y evaporíticas. En el nivel inferior se encuentran calizas y dolomitas grises, calizas marrones con un nivel margoso inferior, un nivel de arcillolitas con intercalaciones de caliza, nivel margoso superior, nivel de areniscas con un espesor y un nivel lumaquéllico. El espesor varía entre 492 pies a 1.394 pies. El ambiente de depositación varían entre transicional y marino somero. . El contacto con la Formación Tambor infrayacente, es discordante<sup>6</sup>.
- **Formación Paja.** Es de edad Cretáceo Inferior (Barremiano-Aptiano). Está conformada por lodolitas negras inferiores, lodolitas abigarradas y lodolitas con

---

<sup>4</sup> JULIVERT M., Léxico Estratigráfico Internacional, Paris. Francia: 1968, p. 255-263.

<sup>5</sup> PULIDO, O. ULLOA, C. RODRIGUEZ, E. "Geología," Relaciones estratigráficas entre el jurásico y el cretácico de la cordillera de los cobardes. Bogotá, Colombia: Ingeominas 1986, p. 58-61.

<sup>6</sup> JULIVERT M., Léxico Estratigráfico Internacional, Paris. Francia: 1968, p. 419-420.

nódulos huecos. El espesor de esta formación ronda entre 410 pies y 2.050 pies. Su depositación fue en un ambiente marino de aguas profundas. La unidad se encuentra por encima de la Formación Rosa Blanca, y por debajo de la Formación Tablazo, el contacto con la Formación Rosablanca infrayacente, es concordante<sup>7</sup>.

- **Formación Tablazo.** Esta formación es de edad Cretáceo Inferior (Aptiano-Albiano). Está constituida por arenitas de cuarzo fosilíferas, bioesparitas, limolitas de cuarzo fosilíferas, arenitas de cuarzo, lodolitas, limolitas de cuarzo. El espesor de esta formación varía entre 490 y 1.060 pies, su ambiente de depositación es marino y el contacto con la Formación Paja infrayacente, es de tipo concordante<sup>8</sup>.
- **Formación Simití.** Esta formación es de edad Cretáceo inferior (Albiano)<sup>9</sup>. Según la Alcaldía de Guadalupe Santander<sup>10</sup>, se conforma por areniscas arcillosas, grises, micáceas, delgadas intercalaciones de lutitas negras, la superior de lutitas grises oscuras a negras, nódulos arcillosos y con intercalaciones de areniscas arcillosas con un espesor de 30 pies y arcillolitas calcáreas de 2 a 0,5 pies de espesor. El espesor varía entre 820 y 2.130 pies, su ambiente de depositación es marino y el contacto con la Formación Tablazo infrayacente, es de tipo concordante.
- **Formación La Luna.** Esta formación es de una edad del Turoniano al Santoniano. Se compone por calizas, lutitas negras y delgadas capas de lutitas. La formación La Luna está dividido en tres miembros: Salada, Pujamana y Galembó. El Miembro superior, Salada, suprayace de la Formación Simití de manera concordante sobre los shales arcillosos color gris oscuro, contiene calizas con capas de shale calcáreo, en la parte media cuenta con lodolitas con geometría plana paralela. El Miembro Pujamana suprayace sobre el Miembro Salada de manera concordante, contiene shale calcáreo fosfático de color gris oscuro y se encuentran calizas intercaladas, su color varía de gris claro a gris oscuro. El Miembro Galembó suprayace del Miembro Pujamana, se caracteriza por una intercalación de shales y lodolitas calcáreas. Su espesor varía entre 260 y 2.300 pies<sup>11</sup>. El contacto con la Formación Simití infrayacente, es de tipo concordante.
- **Formación Umir.** De edad Cretáceo superior (Campaniano-Maestrichtiano). Se compone por lutitas en láminas delgadas en su parte inferior, de color gris

---

<sup>7</sup> JULIVERT M., Léxico Estratigráfico Internacional, Paris. Francia: 1968, p. 565.

<sup>8</sup> Ibid. p. 562.

<sup>9</sup> Ibid. p. 446-447.

<sup>10</sup> Alcaldía Municipal de Guadalupe-Santander. "Esquema de ordenamiento territorial del municipio de Guadalupe. Estudio Fisicobiótico-Fase de diagnóstico.", Alcaldía Municipal de Guadalupe, Santander, Colombia: 2004 p.32.

<sup>11</sup> Ibid. p. 437

oscuro, gris azulado a negro, con delgadas láminas carbonáceas y micáceas. El espesor es de 3.280 pies aproximadamente<sup>12</sup>. Se depositó en un ambiente marino y el contacto con la Formación La Luna infrayacente, es discordante.

### 1.3.2.3 Secuencia Paleógeno.

- **Formación Lisama.** Como describe J. de Porta<sup>13</sup>, es de edad Paleógeno Inferior. Está compuesta por una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio, arcillolitas gris azules y areniscas duras amarillas, micáceas. Su espesor es de 3.500 pies. se depositó en respuesta al cambio de condiciones marinas. El contacto con la Formación Umir infrayacente, es de tipo concordante.
- **Formación La Paz.** De edad Paleoceno-Eoceno medio, está compuesta por estratos de areniscas con intercalaciones menores de lodolitas, las primeras son de color gris-café, tiene una estratificación inclinada plana y en diferentes escalas. Su espesor es aproximadamente de 3.280 pies<sup>14</sup>. El ambiente de depositación es continental fluvial. El contacto con la Formación Lisama infrayacente, es discordante.
- **Formación Esmeralda.** Es de edad Eoceno medio superior. Está compuesto por areniscas y limolitas compactas las cuales se encuentran en capas delgadas, micáceas, de grano fino y color gris, también encontramos arcillolitas gris oscuras. El espesor de la formación es de 3.397 pies, el ambiente de depositación que se presenta es continental fluvial y el contacto con la Formación La Paz infrayacente, es de tipo concordante<sup>15</sup>.
- **Formación Mugrosa.** La formación es de edad Eoceno Superior- Oligoceno. La Formación está compuesta por areniscas de grano medio a fino, las cuales están intercaladas con arcillolitas de color azul o gris. La parte media se conforma de arcillolitas moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En las áreas productivas de la Concesión de Mares estas partes son respectivamente las Zonas C, parte inferior de la Zona B y parte superior de la Zona B. El espesor varía entre 1.640 y 2.297 pies, el ambiente de depositación es continental fluvial y el contacto con la Formación Esmeralda infrayacente, es discordante<sup>16</sup>.

---

<sup>12</sup> Ibid. p.568.

<sup>13</sup> DE PORTA, J. "Léxico Estratigráfico de Colombia". Centro Nacional de Búsqueda Científica. Paris. Francia: 1974, p. 71-74.

<sup>14</sup> Ibid. p 305-308.

<sup>15</sup> Ibid. p 373- 374.

<sup>16</sup> DE PORTA, J. "Léxico Estratigráfico de Colombia". Centro Nacional de Búsqueda Científica. Paris. Francia: 1974, p. 71-74.

- **Formación Colorado.** De edad Oligoceno. Se conforma por areniscas de grano grueso a conglomeráticas, arcillolitas rojas, en el tope de la formación se encuentran lutitas bien estratificadas, carbonáceas de color negro a para. En el Campo La Cira Infantas, se ha dividido y clasificado en varias zonas A y B, las cuales son productoras de crudo. El espesor de esta formación está entre los 30 y 4.920 pies<sup>17</sup>. El ambiente de depositación es ambiente fluvial de ríos meandriformes y el contacto con la Formación Mugrosa infrayacente, es de tipo concordante.

#### 1.3.2.4 Secuencia Neógeno

- **Formación La Cira.** La edad de la Formación es Oligoceno-Mioceno Inferior. Litológicamente está formada por arcillolitas de color marrón, gris azulado y rojo, también tienen intercaladas litoarenitas de grano medio a fino, los líticos son de rocas metamórficas, en las arcillolitas y limolitas algunas veces se encuentran restos de plantas las cuales son las encargadas de darle el aspecto carbonoso a las rocas. Tiene un espesor cercano a los 850 pies, que representa la parte superior de la Formación Colorado. El ambiente de depositación es ambiente fluvial de ríos meandriformes<sup>18</sup>. El contacto con la formación Colorado Infrayacente, es de tipo concordante.
- **Grupo Real.** De edad Mioceno Medio-Mioceno Superior. Se compone de conglomerados, areniscas conglomeráticas, arcillolitas grises las cuales fueron depositadas en ambientes continentales. En la sección tipo del Río Opón el Grupo Real tiene un espesor de unos 4.978 pies. Su ambiente de depositación es continental fluvial<sup>19</sup>. El contacto con la Formación La Cira infrayacente, es de tipo discordante.

#### 1.3.2.5 Secuencia Cuaternaria

- **Grupo Mesa.** Esta formación es de edad Plio-Pleistoceno. Se compone por gravas de escasa cementación, arcillas negras, areniscas friables y conglomerados. El espesor de esta unidad geológica es de aproximadamente 820 pies, el ambiente de depositación es de tipo continental<sup>20</sup>. El contacto con el Grupo Real infrayacente, es discordante.

**1.3.3 Geología Estructural.** De acuerdo a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>21</sup>, la Secuencia Cenozoica que se encuentra en el Campo La Cira Infantas, se divide en dos estructuras principales: Cira e Infantas. El Valle Medio del

<sup>17</sup> Ibid. p. 142-144.

<sup>18</sup> Ibid. p. 229-239.

<sup>19</sup> Ibid. p.412-418.

<sup>20</sup> DE PORTA, J. "Léxico Estratigráfico de Colombia". Centro Nacional de Búsqueda Científica. Paris. Francia: 1974, p. 356-362.

<sup>21</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). "Análisis de Núcleos" Integración Geológica De La Digitalización y el Análisis De Núcleos. Bogotá, Colombia: 2008.

Magdalena es una cuenca intramontana, resultado de varios eventos geológicos. El período Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano se caracterizó por procesos distensivos de bloques, dando lugar a grabens, en respuesta al proceso de rifting, el cual ocurrió debido a la separación del Margen Noroeste del Continente Suramericano, con respecto al norteamericano. A continuación se presentan las dos estructuras encontradas en el Campo La Cira Infantas.

**1.3.3.1 La Cira.** La estructura cuenta con una longitud aproximada de 9 km y un ancho de 6 km, es un anticlinal que se localiza en la zona norte del campo en forma de domo, en dirección norte-sur al noroeste del Anticlinal de Infantas, con cabeceo hacia el norte y hacia el sur y se encuentra cortada al este por la Falla la Cira, la cual es una falla inversa de alto ángulo (70°-80°) y buza hacia el occidente y el desplazamiento está entre 200 y 300 pies en el tope de la estructura. Al este de la Falla la Cira presenta un hundimiento en forma de “U” a manera de sinclinal entre esta falla y la Falla Infantas. Estas son de tipo normal, y tienen un buzamiento que varía entre 80° y 90°, y el desplazamiento de 250 pies, que dividen el campo en varios bloques.

**1.3.3.2 Infantas.** De acuerdo con Rolon<sup>22</sup>, la Estructura Infantas es un anticlinal elongado y asimétrico, cerrado en ambas puntas y cortado a lo largo de la cresta por la gran Falla inversa Infantas. Esta falla, en general, posee un desplazamiento entre los 1.000 y 1.200 pies, a excepción de la zona norte donde el pliegue anticlinal se hunde. En la superficie aparece en forma de filtraciones de aceite. La dirección predominante del eje del pliegue es norte-sur a 10 ° hacia el noreste. La longitud de la estructura es cercana a los 12 km y el ancho cercano a los 2 km. Al igual que en La Cira, hay división en varios bloques a causa de varias fallas de tipo normal, con dirección este-oeste, con buzamiento entre 80° y 90° y desplazamiento entre 50 y 150 pies. Algunas de estas fallas tienden a ejercer desplazamiento sobre la Falla Infantas.

**1.3.4 Geología del Petróleo.** Se describen los parámetros más representativos del sistema petrolífero del Campo La Cira Infantas, ver **Figura 2**

**1.3.4.1 Roca generadora.** Las rocas generadoras de la Cuenca VMM y del campo son las formaciones La Luna, Simití, Umar y Tablazo. La roca más representativa es la Formación La Luna que se compone por lutitas negras y calizas y presentan un TOC (total de carbono orgánico) entre uno al seis por ciento (1 - 6%) y un R<sub>o</sub> (refractancia a la vitrinita) entre cero punto seis y uno punto dos (0,6 – 1,2). El tipo de kerogeno es de tipo I y II.

---

<sup>22</sup> ROLON, L. TORO, J. “Role Of Extensional Structures In The Development Of The Middle Magdalena Valley Basin-Colombia”. Departamento de geología y geografía, Universidad de West Virginia, Morgantown, U.S.A

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** El Campo La Cira Infantas, produce de las formaciones Colorado (Zona A), Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeralda – La Paz (Zona D), que son areniscas en mayor porcentaje (54,31%) de grano fino con intercalaciones de shales y lodolitas. La porosidad de las arenas es muy variable, con un promedio en la Zona A de 25,9%, en la Zona B de 27,2% en la zona C de 27,9%. La permeabilidad no ha sido determinada para cada sección debido a que se encuentran inconsolidadas, sin embargo varía entre 20 – 600 md.

**1.3.4.3 Roca Sello.** Son rocas intercaladas entre las zonas productoras, que se presentan según el reservorio respectivamente:

Zona A: Lodolitas masivas.

Zona B: Arcillas rojas y verdosas.

Zona C: Lodolitas de llanuras fluviales y capas de shales delgadas.

Zona D: Lutitas varicoloreadas.

Tanto la falla La Cira como el sistema de fallas Infantas funcionan como sello lateral y define el entrampamiento de los fluidos en ambas estructuras.

**1.3.4.4 Migración.** La discordancia del Eoceno separa la roca reservorio y la generadora que la subyace; lo que generó un camino óptimo para la migración de los fluidos. Se reconocieron tres tipos de migración en el campo, que son:

1. Migración Tipo Vertical donde se desplazaron los fluidos de la roca generadora, es decir de la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno.
2. Migración lateral en las areniscas del Eoceno.
3. Migración vertical por la superficie de fallas en el área de la formación La Luna que no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

**1.3.4.5 Trampas.** En el Campo La Cira Infantas se presentan entrampamientos de tipo estructural por anticlinales de tipo fallado.

## **1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN**

A continuación, se presentan algunos de los aspectos más relevantes de la historia de producción del Campo la Cira Infantas.

**1.4.1 Método de Producción.** El campo empezó la producción de hidrocarburos en 1918 por flujo natural, mediante el mecanismo de empuje por gas en solución. Según Ecopetrol S.A., en 1918 se implementó un sistema de levantamiento artificial por Gas Lift hasta 1936 cuando se cambió a bombeo mecánico, que es el sistema predominante en el campo hasta la fecha.

En 1957, la Compañía Forest Oil Corporation, inició un proyecto de recobro, mediante inyección de agua en un área que comprendía 280 acres formada por 17 patrones de cinco puntos, donde había 24 pozos inyectores y 18 productores. En 1958, se abarcó un área mayor de 530 acres adicionales, conformada por 30

pozos productores y 45 inyectoras. Para los años sesenta se ejecuta el programa de inyección de agua masivo en el campo, el cual se mantiene hasta hoy.

En la actualidad se cuenta con cuatro sistemas de levantamiento artificial, los cuales son Bombeo mecánico (BM), Bombeo de Cavidades progresivas (BCP), Bombeo Electro-sumergible (BES) y Electro sumergible PCP (ESPCP). En la **Tabla 2**, se muestran los números de pozos con su sistema de levantamiento

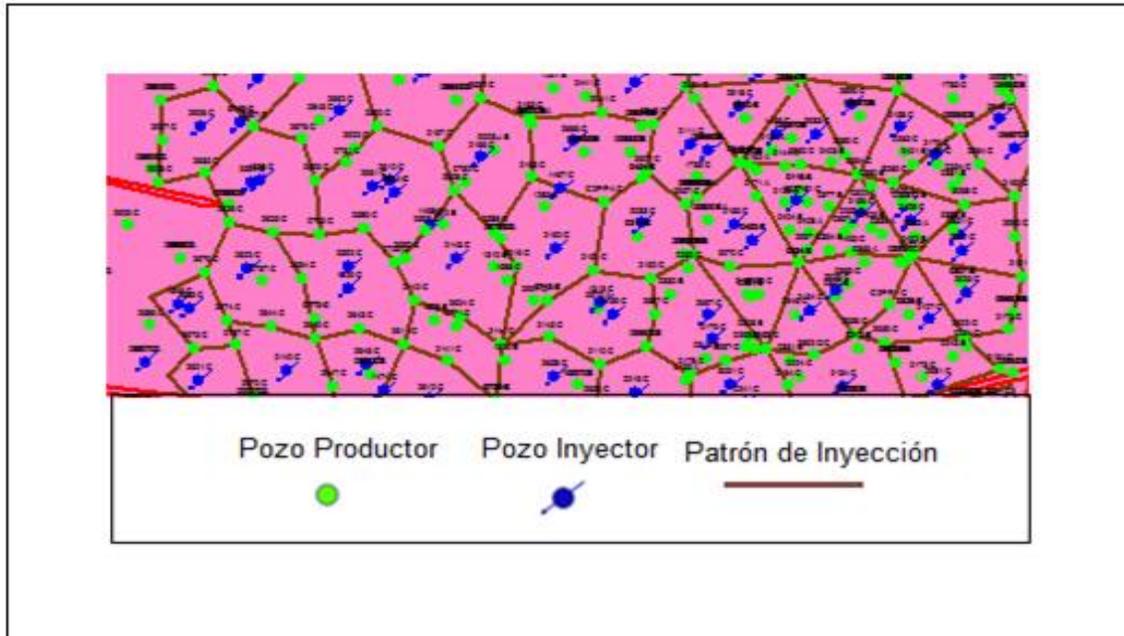
**Tabla 2.** Método de levantamiento artificial en el Campo La Cira Infantas

Sistema de levantamiento Artificial	Número de pozos
BES	131
BM	736
PCP	150
ESPCP	11

**FUENTE.** Ecopetrol S.A.. Informe mensual sobre producción y estado de los pozos al final de mes, Gerencia Centro – Oriente – Operaciones LCI. Cuadro 7. Marzo de 2017. Modificado por los autores.

La Inyección de agua para el mes de abril, del presente año, se encuentra en 522.834 barriles de agua inyectada por día (BWIPD). El 95 % de los pozos cuentan con sartas selectivas de inyección y el 5 % que resta cuenta con sarta simple, la operación del ciclo de inyección de agua cuenta con 3 plantas de inyección de agua (PIA) y una planta deshidratadora, además de 47 casetas de inyección y una planta de captación de agua, el campo cuenta con una capacidad de 700.000 barriles de agua inyectada por día (BWIPD). En el campo existen diferentes patrones de inyección. Ver **Figura 3**.

**Figura 3.** Patrones de inyección de agua en un área específica del Campo.



**Fuente.** ECOPEPETROL S.A, Gerencia de Hidrocarburos. Nexus – LandMark Halliburton Gerencia Centro – Oriente – Operaciones LCI. Marzo de 2017

**1.4.2 Tiempo de producción.** El Campo La Cira Infantas inició producción en 1918 con el Pozo Infantas No. 2, en la Zona “C” de la Formación Mugrosa a una profundidad de 1.580 pies con una producción aproximada de 800 a 1.000 barriles de petróleo por día (BOPD) de 25 ° API. El primer pozo productor en el área de la estructura La Cira, fue el Pozo LC125 en la Zona “B” de la Formación Mugrosa y completado en la Zona “C”. La producción máxima se registró en 1939 con 66 mil barriles de petróleo por día (BOPD).

En el año 1957, se dio inicio a la inyección de agua en la zona norte de La Cira, debido a la disminución en la producción, la cual en 1960 se recuperó gracias a la implementación del método de recobro secundario.

En la década de los 90, los pozos perforados eran 1.700, 572 productores activos y 60 inyectoros de agua activos, los cuales aportaban una producción promedio de 7.000 barriles de petróleo por día (BOPD).

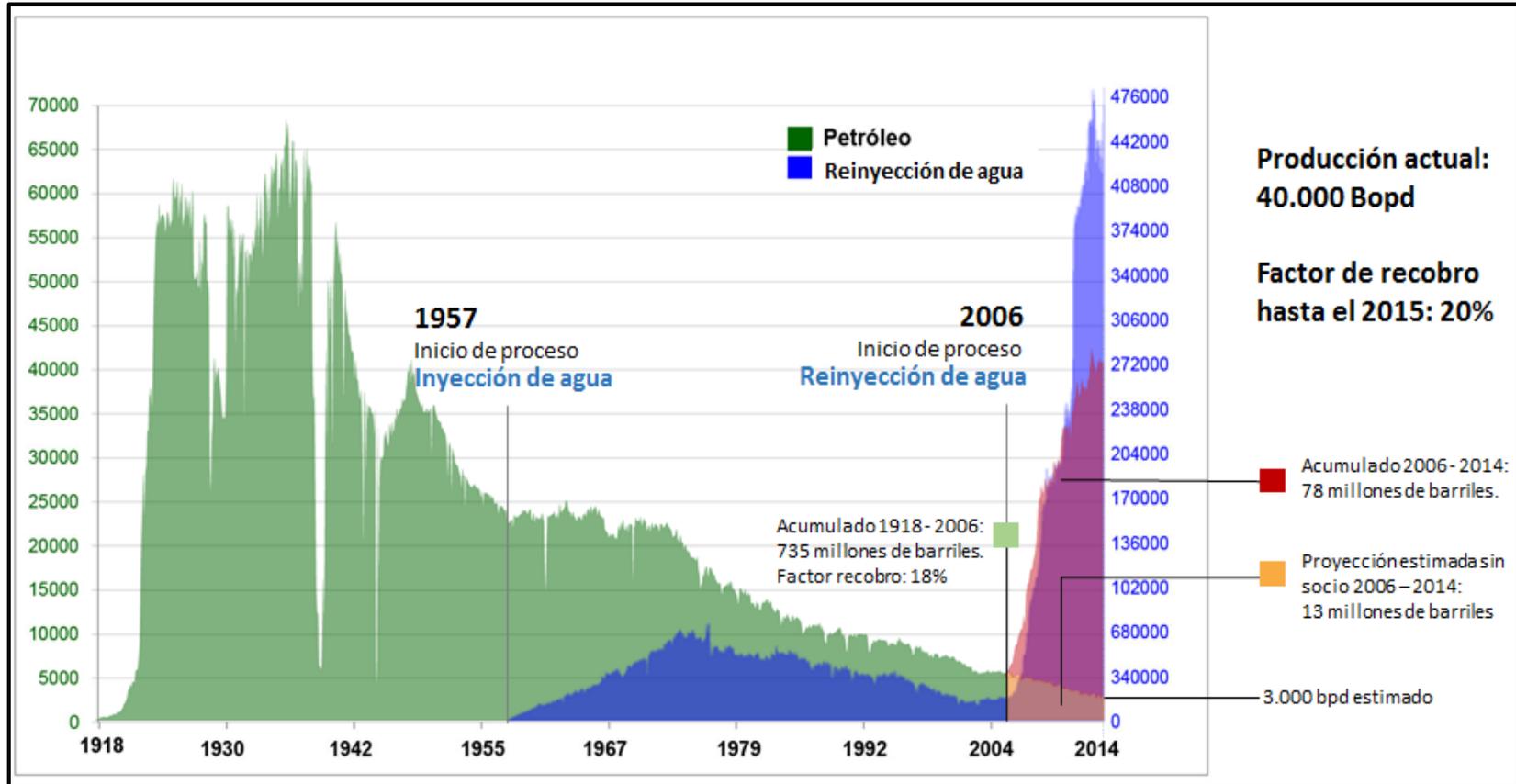
Para el año 2003 el campo producía 5.000 barriles de petróleo por día (BOPD) y se acercaba al límite económico. Ecopetrol decidió asociarse con la empresa Occidental de Colombia (Oxy) para implementar y re-desarrollar nuevos proyectos de inyección de agua en diferentes zonas del campo para las arenas C, con la perforación de cerca de 1.500 pozos para alcanzar un Factor de Recobro del 8%. La producción aumentó paulatinamente y para el 2009 se producían 22.000 barriles de petróleo por día (BOPD).

**1.4.3 Producción acumulada.** La producción acumulada de petróleo se muestra en la **Grafica 1** y en la **Gráfica 2**, se presenta el incremento de la producción diaria de petróleo desde el inicio de la alianza Ecopetrol S.A. - Oxy en el año 2005.

En el año 2014, la producción acumulada de petróleo del Campo la Cira Infantas era de 78 millones de barriles.

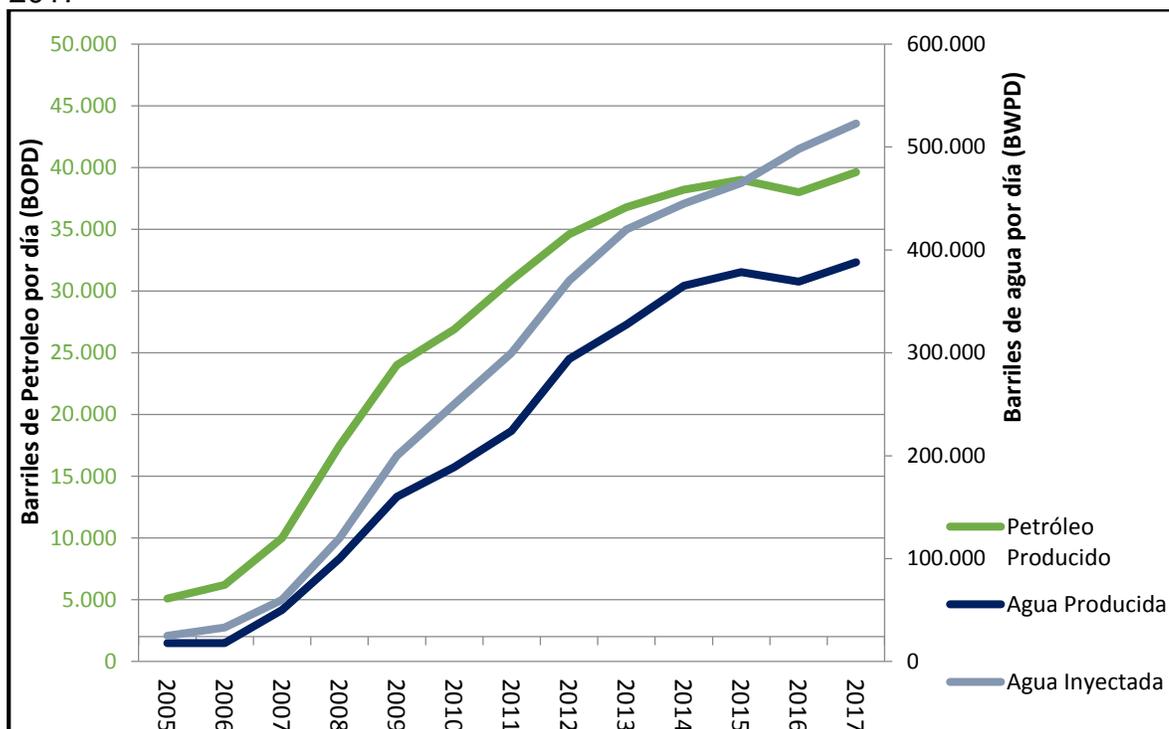
Actualmente, el campo La Cira Infantas produce 40.000 barriles de petróleo por día (BOPD) y 400.000 barriles de agua por día (BWPD) con un corte de agua del 90%.

**Gráfica 1.** Gráfico de producción desde descubrimiento del Campo la Cira Infantas, hasta el año 2014



Fuente. Ecopetrol S.A., Gerencia de hidrocarburos. "Cuadro 7". Gerencia Centro-Oriente – Operaciones LCI. Marzo de 2017

**Gráfica 2.** Producción desde inicio de alianza Ecopetrol – Oxy 2005 – Abril de 2017



**Fuente.** Ecopetrol S.A., Gerencia de Hidrocarburos. Gerencia Centro – Oriente – Operaciones LCI. Marzo de 2017

**1.4.4 Número de pozos.** A Marzo de 2017 existen 2.901 pozos, los cuales se dividen en 1.428 activos, 1.079 abandonados, 400 inactivos y 443 inyectoros de agua. En la **Tabla 3**, se encuentran el número de pozos por campo.

**Tabla 3.** Clasificación de pozos, Campo la Cira e Infantas.

Campo	Terminados	Abandonados	Activos	Inactivos	Inyectoros
La Cira	939	428	383	128	136
Infantas	1962	645	1.045	272	307
<b>Total</b>	<b>2.901</b>	<b>1.079</b>	<b>1.428</b>	<b>400</b>	<b>443</b>

**Fuente.** Ecopetrol S.A., Gerencia de Hidrocarburos. “Cuadro 7” Gerencia Centro – Oriente – Operaciones LCI. Marzo de 2017

## 2. CAUSAS, MÉTODOS Y OPRACIONES DE ABANDONO DE POZOS

### 2.1 CAUSAS DE ABANDONO DE POZOS

El abandono de un pozo de crudo y/o gas, es una actividad conocida en la industria de hidrocarburos como P&A (plugging and abandoning). Según la National Petroleum Council (NPC)<sup>23</sup>, tiene como objetivo el aislamiento de las zonas productoras de petróleo, gas o agua mediante taponos, comúnmente de cemento, para evitar que con el tiempo pueda existir una contaminación tanto en superficie como en formaciones vecinas y acuíferos de agua someros.

Las operaciones de P&A son comunes en campos maduros donde por muchos años han sido explotados y la producción de fluidos ha disminuido progresivamente. Estas operaciones están siendo más frecuentes en yacimientos donde se alcanzó el límite productivo y económico. Esta etapa donde se debe realizar la terminación permanente de la producción, el abandono de pozos y el levantamiento de las instalaciones y facilidades de superficie es la que menos le interesa a la compañía operadora, debido a los altos costos que conlleva un abandono y que no trae ningún tipo de retorno o beneficio económico. Otro tipo de causas para el cierre de un pozo se debe a daños mecánicos que afectan la integridad del mismo de forma irreparable.

A pesar de ser una etapa que las empresas incluso evitaban dejando los pozos abiertos y sin taponos, con las nuevas regulaciones políticas y legales la compañía encargada de desarrollar el campo busca un equilibrio frente al medio ambiente, los países y las exigencias de los accionistas. Por otra parte, como afirma Barclay, Pellenbarg, Tettero<sup>24</sup>, un abandono deficiente supone una carga económica importante a la compañía además de una mala reputación afectando proyectos de exploración y producción a futuro en una industria tan competitiva.

**2.1.1 Causas de abandono de pozos.** El abandono de pozos se da por una serie de factores y en las diferentes etapas de operación en los campos petroleros. Desde la etapa de perforación hasta la depleción de las formaciones productoras que lleva a la declinación de la producción de crudo y/o gas.

Los abandonos se relacionan por aspectos en la producción, problemas operacionales y razones económicas de rentabilidad para la compañía operadora, que es habitualmente, la causa más relevante para el cierre y abandono de un pozo.

---

<sup>23</sup> Tech subgroup of the operations and environment task group. Plugging and abandonment of oil and gas wells. .NPC (National Petroleum Council). No Publicado.

<sup>24</sup> BARCLAY, I. PELLENBARG, J. TETTERO, F. El principio del Fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. Oilfield Review. Schlumberger. 2002

Las causas más comunes para tomar la decisión de abandonar un pozo se explican a continuación.

**2.1.1.1 Abandono debido a zonas agotadas.** Cuando el campo sobrepasa el límite económico, es decir que la producción de petróleo producido no cubre los gastos de producción del campo que en palabras más sencillas es que no produce utilidades, llega el momento de contemplar la posibilidad de generar un plan para aumentar el factor de recobro y obtener ganancias mayores que la inversión o empezar un plan de abandono de los pozos, como estipula la normatividad de cada país. Esta causa de abandono suele ocurrir en campos maduros donde por muchos años se ha explotado las formaciones productoras y se ha llegado al final del plan de desarrollo del mismo.

Uno de los problemas que ocurren en campos maduros, es el incremento de las tasas de agua y en ocasiones de gas, esto sumado a la declinación de producción de crudo puede ver afectado la rentabilidad del campo.

La relación agua-petróleo (WOR), es la cantidad de barriles de agua por cada barril de petróleo producido. Durante el desarrollo del campo la producción de agua tiende a incrementar a lo largo de los años y generalmente después de alcanzar los máximos de producción de petróleo, se obtiene altos cortes de agua, que suele tener un impacto directo en la rentabilidad del campo por los costos de manejo y tratamiento del agua producida. Al superar el límite económico el abandono de los pozos será una opción a tener en cuenta.

La relación gas-petróleo (GOR) es la cantidad de gas en metros cúbicos por cada barril de petróleo producido. Acorde a la producción de crudo, la presión del yacimiento disminuye, llegando a ser menor que el punto de burbuja del fluido y en este momento, el gas disuelto en el petróleo se libera y paulatinamente incrementa el volumen de gas producido debido a la disminución de la presión.

Cabe resaltar que el GOR es un índice más a tener en cuenta a la hora de evaluar económicamente el abandono de un pozo, ya que depende de otros factores con mayor peso en la balanza, como es el caso de la producción de crudo. Generalmente en un escenario donde se llegó a los máximos niveles de producción de crudo y la tasa está disminuyendo, y por el contrario el GOR sigue constante o aumenta, se deberá realizar un análisis económico de la rentabilidad del campo, que es el indicador financiero más importante para la viabilidad del proyecto para una compañía. Si los ingresos del volumen total de fluido producido no cubre los gastos de operación y mantenimiento del campo, el abandono es una opción.

**2.1.1.2 Abandono ocasionado por daños en el revestimiento.** Durante la vida productora de un pozo, el revestimiento es el que soporta, protege y aísla los fluidos del pozo. Pueden presentarse problemas operacionales que al no ser tratados conllevan al cierre del mismo por la falta de mantenimiento.

Estos problemas se dan por la presión que soporta el revestimiento, por los fluidos y su interacción con el material de las tuberías y por los esfuerzos de las formaciones y estratos que atraviesa el pozo.

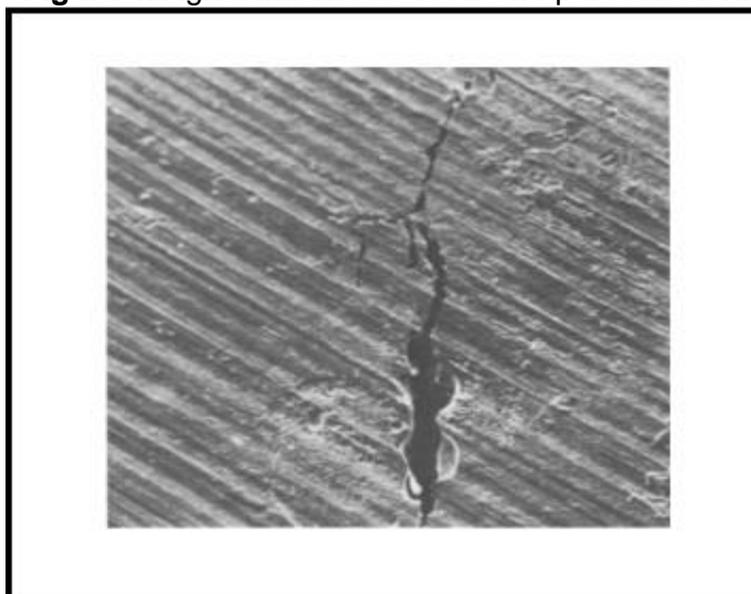
- Daños al revestimiento. La tubería de revestimiento, tiene la función de soportar la presión y los esfuerzos ejercidos por los estratos y las formaciones que han sido penetradas durante las operaciones y la vida productora del pozo. Según Dusseault, Bruno, Barrera<sup>25</sup>, la producción de los fluidos de la formación, genera una caída en la presión del yacimiento que incrementa los esfuerzos efectivos que reducen el volumen de fluido en el yacimiento disminuyendo la porosidad debido a la compactación de los estratos. Toda esa secuencia se traduce en la concentración de los esfuerzos y su desplazamiento a las tuberías de revestimiento, ocasionando desgastes que pueden generar el taponamiento o el colapso de la tubería y que generaran contratiempos operacionales o de seguridad.
- Corrosión. La corrosión es una problemática, con altos costos, en la industria. El debilitamiento o ruptura de la tubería de revestimiento debido al proceso de corrosión externa es un inconveniente constante en los campos petroleros debido a la interacción de los metales del revestimiento con agentes en las formaciones al igual que con los fluidos producidos y sus gases asociados. Estas dificultades conllevan a pérdidas económicas por inconvenientes operacionales y la reparación o reemplazo de los materiales corroídos.

En la industria petrolera existen dos clases de ambientes de corrosión. El ambiente ácido que se identifica cuando existe una presión parcial del H<sub>2</sub>S mayor que 0,05 psia en la fase gaseosa, y produce agrietamiento de la tubería de acero y aleaciones bajo esfuerzos (stress cracking SCC), como se observa en la **Figura 4**. El ambiente corrosivo depende de la presión parcial del CO<sub>2</sub> en la fase gaseosa como lo muestra la **Tabla 4**.

---

<sup>25</sup> DUSSEAULT, M. BRUNO, M. BARRERA J. "Casing Shears: Causes, cases and cures". SPE Drilling and Completion. 2001. p 1-2.

**Figura 4.** Agrietamiento de la tubería por corrosión.



**Fuente:** JONES, R.H.; RICKER, R.E.; Mechanisms of Stress-Corrosion Cracking. ASM International. 1992 Capítulo 1. P. 8

**Tabla 4.** Presión parcial del CO<sub>2</sub>

Presión parcial del CO <sub>2</sub>	Severidad de la corrosión
Menor de 7 psi	Mediano o no corrosivo
Mayor a 7 psi	Moderada
Mayor de 30 psi	Alta

**Fuente.** Enhanced Recovery Engineering Including Design, Completion and Production Practices. Corrosión, World Oil. 1997.

Como afirma el manual de operaciones de perforación de la empresa Ecopetrol S.A.<sup>26</sup>, los siguientes compuestos que se encuentran en los pozos de petróleo, afectan las tuberías y demás equipos en fondo por la interacción entre estos.

El H<sub>2</sub>S, forma un ácido débil, que en presencia de CO<sub>2</sub> u oxígeno producirá corrosión por picadura, la cual se explicará más adelante. Existe otro tipo de daño que se conoce como el esfuerzo de agrietamiento sulfúrico, que debilita la tubería hasta que se rompe sin haber mostrado ninguna señal o apariencia de daño.

---

<sup>26</sup> ECOPETROL S.A..Manual de operaciones de perforación, Versión 1, Ecopetrol S.A, Bogotá, Colombia: 1994, p. 303.

En el caso del CO<sub>2</sub>, al disolverse en agua forma un ácido débil, que corroe los revestimientos y demás herramientas en este ambiente corrosivo. El CO<sub>2</sub> se puede formar del fluido de perforación, o provenir de las formaciones perforadas, por descomposición térmica de sales disueltas de aditivos orgánicos del fluido o por acción bacteriana.

El oxígeno en presencia de humedad produce herrumbre en las tuberías, la cual es una forma de corrosión muy común en campo como se observa en la **Figura 5**.

**Figura 5.** Corrosión en tuberías, herrumbre.



**Fuente.** Disponible en Google. Página Web de Google. <<https://www.google.com>>.co>; Febrero 2017

Las sales disueltas aumentan la conductividad eléctrica del fluido de perforación o del fluido presente en el pozo, que puede dar como resultado altas tasas de corrosión.

Los ácidos orgánicos como el ácido fórmico o acético, pueden formarse por la acción bacteriana sobre el lodo y la degradación térmica de los componentes orgánicos.

Los cuatro tipos de corrosión más comunes en la industria, según Tuttle<sup>27</sup> son:

➤ Erosión por corrosión (Weight loss). Es el tipo más común de corrosión electroquímica, y se presenta en todos los materiales a diferentes tasas dependiendo del ambiente. El metal se disuelve en el ánodo y el hidrogeno se forma en el cátodo, esto ocurre en presencia de agua. A nivel petrolero los agentes corrosivos son el CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, minerales y ácidos orgánicos presentes en las formaciones, con agua o

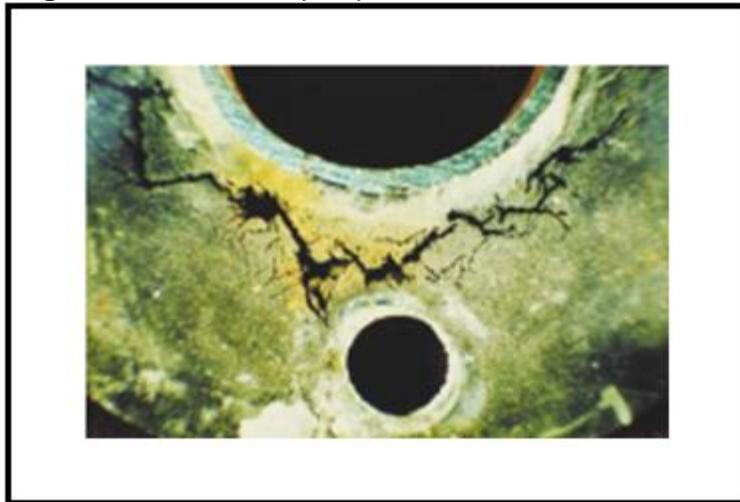
---

<sup>27</sup> TUTTLE, R. "Corrosion in oil and gas production". Shell Oil Co. SPE Journal of Petroleum Technology. 1987 p. 1.

salmuera como conductor eléctrico. Las tasas de corrosión son mayores en ambientes con presencia de soluciones con bajo pH en presencia de ácidos o cuando la presión parcial del CO<sub>2</sub> es mayor a 7. Cabe resaltar que tanto el oxígeno, los gases ácidos y las bacterias sulfato reductoras aumentan la velocidad de corrosión.

➤ Corrosión de picadura (Pitting). Es un tipo de corrosión intersticial que se reconoce por unas raspaduras, o impurezas en la superficie de la tubería. Se genera de igual forma que la corrosión intersticial pero en pequeños puntos concentrados, Los iones cloruros del agua salada migran hacia la picadura y en conjunto con el hidrogeno de la formación actúa como un catalizador causando una mayor disolución del metal<sup>28</sup>. Este tipo de corrosión se ilustra en la **Figura 6**.

**Figura 6.** Corrosión por picadura.



**Fuente:** COTTIS, R.A., Stress Corrosion Cracking. National Physical Laboratory. 1982. P.3.

➤ Fatiga por Corrosión (Fatigue Corrosión). Es un problema constante en fondo debido a las actividades de producción de los fluidos. La presencia de cargas y esfuerzos cíclicos en presencia de agua salada y en un ambiente con bajo pH, hace que los materiales cedan a los esfuerzos ya que son más débiles en comparación a lo que fueron diseñados, ver **Figura 7**. Estos problemas se ven en sistemas de levantamiento como en bombeo mecánico y de cavidades progresivas (PCP) en la sarta de varillas y en pozos inyectoras donde el revestimiento con el tiempo no puede soportar la presión de trabajo a la que es expuesto.

---

<sup>28</sup> Ibid. p. 1-2.

**Figura 7.** Fatiga por corrosión



**Fuente.** Weatherford. Basic concepts of sucker rod corrosion. Weatherford. 1993- 2016. p. 12.

➤ **Corrosión externa (External Corrosion).** Ocurre en la superficie exterior del revestimiento que permanece inmerso en diferentes estratos con características, propiedades y fluidos que afectan directamente su integridad. En algunas regiones es un problema mayor por la naturaleza de las formaciones y se debe prestar mayor atención.

La cementación, es uno de los métodos más efectivos para proteger la tubería de revestimiento, debido a que es una barrera física que evita que se vea afectado por el medio corrosivo al que puede estar expuesto en fondo a los iones presentes como el  $\text{Cl}^-$  o a gases como el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$ . Después de un tiempo el revestimiento deja su estado pasivo y empieza a interactuar con el cemento hidratado que cede ante estos agentes y provoca la corrosión del revestimiento.

Otro método utilizado es la protección catódica, que es efectivo hasta profundidades de hasta 10.000 Pies, y se utiliza mayormente cuando la altura calculada de cemento por el anular no llega a una formación que se espera que de problemas de corrosión. La protección catódica no sirve debajo de capas ionizadas o saladas.

Las causas más comunes para que se presente corrosión externa del Revestimiento son:

1. Metales con diferente composición química.
2. Estratos o formaciones con agentes corrosivos.
3. Polarización del revestimiento por aireación.
4. Corrosión por bacterias.
5. Interferencia de “corriente directa”.

De acuerdo con Brondel, Edwards, Hayman, Hill, Mehta, Semerad,<sup>29</sup> la corrosión galvánica se genera en la interfase o junta de dos metales de diferentes composición que están en contacto, y la forma de atacar esta corrosión es previniéndolo al tener un diseño y selección de materiales oportuno en especial en las conexiones o juntas en el pozo y demás equipos de fondo y superficie.

**2.1.2 Abandono de pozos por “pescados”.** Se realizan cuando algún tipo de herramientas, parte del BHA (bottom hole assembly/ ensamblaje de fondo), que es la sección de la sarta de trabajo que agrupa un conjunto de herramientas; o una parte de un sistema de levantamiento, para citar algunos ejemplos, quedan en fondo por algún tipo de pega o por un problema mecánico y no es posible recuperarlos mediante la operación de pesca.

## **2.2 MÉTODOS DE ABANDONO DE POZOS**

El abandono normalmente es la última operación que se realiza a un pozo, con el fin de taponarlo y abandonarlo temporal o definitivamente dependiendo de cada escenario.

Los métodos de abandono se componen en dos ramas, el abandono convencional y el no convencional. Estos métodos tienen características y diferencias importantes que dependiendo de cada caso de estudio se debe escoger el método más viable económicamente para la operadora o compañía que desarrolla el campo y que a la vez cumpla con la regulación ambiental y legal de cada país con el fin de completar con éxito el abandono.

El método convencional hace referencia a un plan, en este caso de abandono, según la metodología del American Petroleum Institute (API). Con esto se refiere a tener cálculos de volúmenes de lechada de cemento establecidos en alturas y posiciones en el pozo según los intervalos de las formaciones productoras, y los zapatos de los revestimientos con las especificaciones de la API acorde al tipo de cemento, aditivos y la química. Por otra parte, en cada escenario de abandono tener en cuenta el sello de los espacios anulares para evitar el flujo por este de fluidos de fondo. Estas operaciones se realizan utilizando un equipo de reacondicionamiento de pozos (WO) o de tubería flexible (CT) y teniendo acceso a demás equipos necesarios para realizar con éxito la operación de manera segura. Los métodos convencionales, toman como guía los documentos de la API, para la buena práctica, tanto para la protección de acuíferos en fondo, protección de la fauna y flora y el bienestar de las comunidades.

El método no convencional, hace referencia a una metodología diferente que la recomendada por el API, y que por diferentes motivos ya sea por ubicación, dificultades de transporte de los equipos a la locación, costos de la operación

---

<sup>29</sup> BRONDEL, D. EDWARDS, R. HAYMAN, A. HILL, D. MEHTA, S. SEMERAD, T. “Corrosion in the oil industry; Oilfield review”. Schlumberger. April 1994. P. 8.

entre otros, se ve la oportunidad de generar una metodología propia incluso pionera para el caso en estudio. El método no convencional a diferencia del convencional puede no alcanzar los criterios que se explicarán más adelante, que definen teóricamente un abandono con tapones de cemento exitoso.

Para obtener un buen aislamiento en un pozo abandonado se debe seguir estos 4 criterios:

- Longitud. La longitud del tapón de cemento debe ser suficiente para ser calificado como permanente, y el requerimiento de la longitud del tapón es acorde a políticas de la empresa, ya que son una barrera física para el flujo de los fluidos de fondo a superficie.
- Sección Transversal. Es la sección radial del pozo que incluye tanto el espacio dentro de la tubería como el anular que debe estar cementado para sellar tanto de manera vertical como horizontal.
- Posicionamiento. El tapón debe colocarse en una sección de la tubería o si es hueco abierto en una formación con la integridad suficiente. Se debe poner el tapón lo más cercano a la zona productora.
- Verificación Los tres aspectos anteriores deben ser verificados, a través de registros, pruebas de presión y bajando herramientas en fondo con el fin de asegurar que la operación fue exitosa.

Con lo anterior, se busca explicar que en los abandonos no convencionales al no seguir una metodología establecida existen mayores posibilidades y problemas operacionales para conseguir un buen aislamiento durable a través del tiempo.

## **2.3 OPERACIONES DE REABANDONO Y ABANDONO DE POZOS**

En la industria petrolera, se ejecutan diferentes operaciones durante el reabandono y abandono de pozos, las cuales se presentan brevemente.

**2.3.1 Métodos para taponar un pozo.** Los métodos ejecutados en la industria, según Herndon, Smith<sup>30</sup>, se explican a continuación.

**2.3.1.1 Tapón balanceado.** Esta técnica consiste en bajar la tubería dentro del hueco revestido o abierto y desplazar el cemento a la zona de interés. La lechada es bombeada por la tubería hasta una altura en el espacio anular calculada.

---

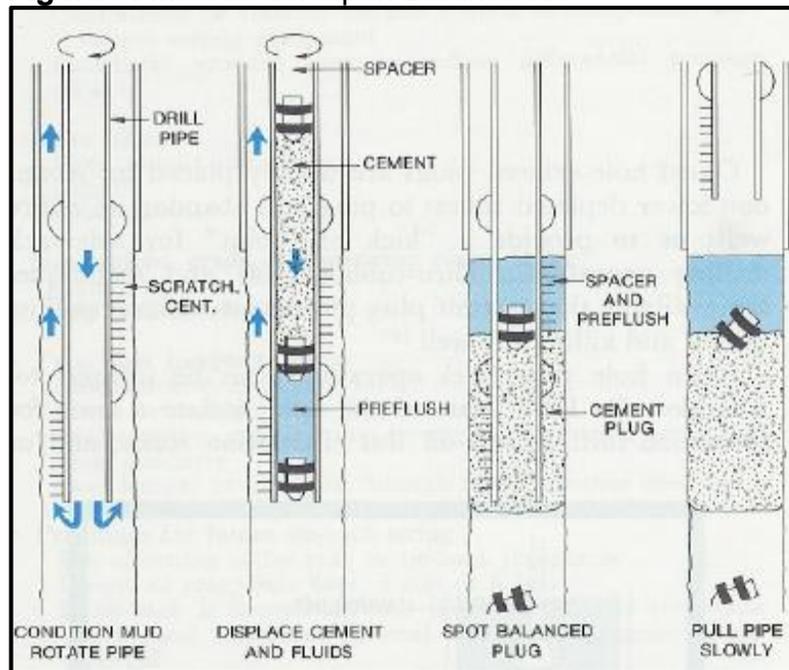
<sup>30</sup> HERNDON, J. SMITH, D.K., "Plugging wells for abandonment A state of the art study and recommended procedures". Halliburton Services. Duncan, Oklahoma, USA: 1976. P 2.

Luego, la tubería se saca lentamente hasta el tope teórico calculado de cemento. En ocasiones se desbalancea en la tubería con el fin de limpiar la tubería y reducir la contaminación con el lodo que su utilizó para desplazar a la lechada. Cuando la tubería se encuentra encima del tope del cemento se hace una circulación inversa para limpiarla.

Se debe utilizar una tubería de diámetro pequeño, con el fin de tener un área mayor en el espacio anular para la lechada; lo anterior facilitará sacar la tubería, sin generar movimiento de los fluidos garantizando un buen tapón de cemento. Si no se conoce con exactitud el tope de cemento necesario, se deberá utilizar un porcentaje de exceso de la lechada. Es importante que la operación ocurra en condiciones estáticas.

Antes de realizar el procedimiento, se deben realizar los cálculos de los topes estimados de cemento para poder hacer el desplazamiento; una vez calculados se levanta lentamente la tubería de trabajo permitiendo que el cemento que aún está dentro de esta salga y busque el equilibrio con el cemento en el anular. Como ventaja tiene que solo se requiere la unidad de servicio de cementación<sup>31</sup>. Ver **Figura 8**.

**Figura 8.** Método del tapón Balanceado



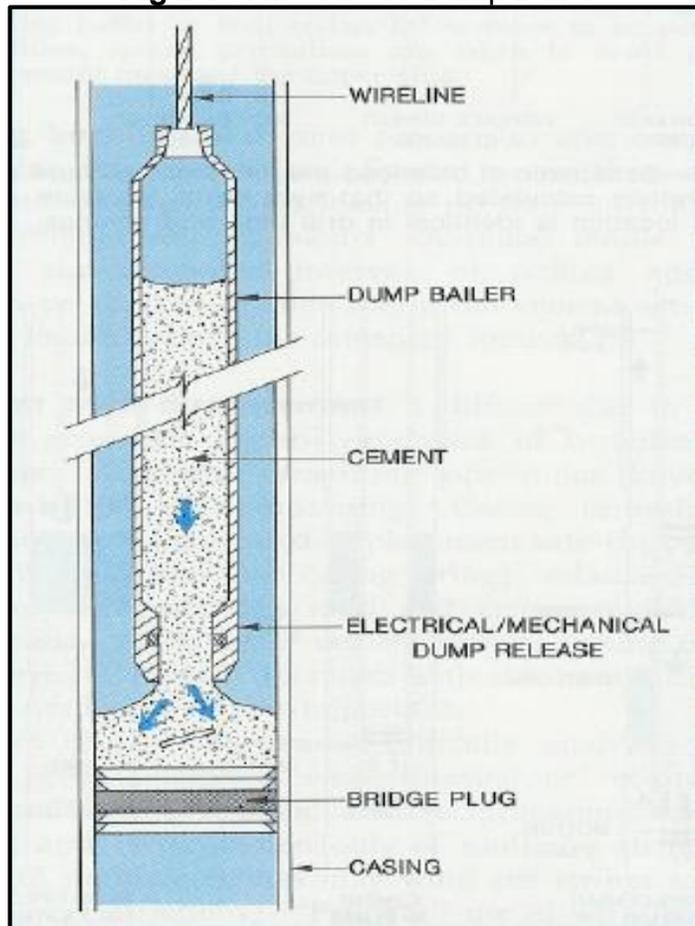
**Fuente.** SUMAN, G; ELLIS, R.; World Oil's Cementing Handbook World Oil, Gulf Publishing Company 1977. Pg 58.

**2.3.1.2 Métodos de la cuchara Vertedora (Dump Bailer).** Esta técnica, se realiza en pozos someros. Generalmente se utiliza un empaque mecánico (Bridge Plug),

<sup>31</sup> Ibid. p. 7.

un empaque de grava (Gravel Pack) o una canasta con cemento (Cement Basket) que se encuentra por debajo de la altura que se ubicará el tapón de cemento con el fin de sostener la lechada. El cemento se baja normalmente con una unidad de guaya eléctrica (Wireline) que facilita la medición y verificación de la profundidad que se asentará el tapón de cemento. Debido a los bajos volúmenes que se manejan con la unidad de guaya eléctrica (Wireline), se deben realizar varios viajes teniendo en cuenta el tiempo de fragüe. Debido a lo anterior es más común ver este método en operaciones con tapones de cemento en etapas de perforación y otras que en operaciones de abandono<sup>32</sup>. Ver **Figura 9**.

**Figura 9.** Método de Dump Bailer



**Fuente.** SUMAN, G; ELLIS, R.; World Oil's Cementing Handbook World Oil, Gulf Publishing Company 1977. Pg 57.

**2.3.1.3 Método de los dos tapones.** El método de los dos tapones se asemeja mucho a las operaciones de cementación primaria, donde se utilizan dos tapones

<sup>32</sup> HERNDON, J. SMITH, D.K., "Plugging wells for abandonment A state of the art study and recommended procedures". Halliburton Services. Duncan, Oklahoma, USA: 1976. P 8-9.

un tapón tope (Top Plug) y un tapón de fondo (Bottom Plug) para aislar la lechada de cemento de los fluidos de desplazamiento y del pozo.

En la operación se utiliza una herramienta para atrapar los tapones (Plug Catcher) el cual se coloca al final de la sarta de trabajo y se baja a la profundidad deseada. Esta herramienta permite pasar el tapón de fondo por entre la tubería hasta que salga en fondo. La lechada es bombeada por la sarta de trabajo hasta la profundidad calculada hasta llenar el anular, a continuación el tapón tope es desplazado hasta que llegue el Plug Catcher, el incremento de presión indica que el tapón se asentó en el Plug Catcher. Al final la tubería se sube y los tapones quedan posicionados en el pozo.

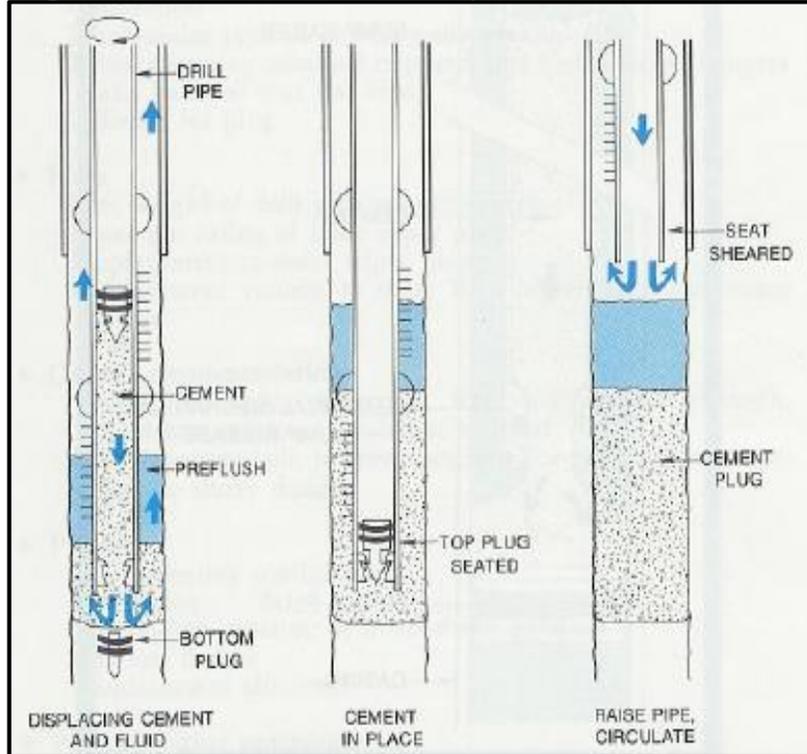
Se bombea cemento fuera de la sarta a la profundidad deseada y se llena el anular. El tapón y el “agarrador de tapones” se encargan de compensar los posibles errores de desplazamiento que se produzcan. Al aplicar una presión adicional, una vez sacada la tubería del tapón, corta los pasadores en el “agarrador de tapones” evitando que se produzca la circulación o circulación inversa<sup>33</sup>.

Este método tiene un costo mayor y se utiliza en pozos profundos donde los cálculos de desplazamiento son mayores. Con este método se busca minimizar la posibilidad de sobre desplazamiento de la lechada y proveer una estructura más fuerte y compacta del cemento. Ver **Figura 10**.

---

<sup>33</sup> HERNDON, J. SMITH, D.K., “Plugging wells for abandonment A state of the art study and recommended procedures”. Halliburton Services. Duncan, Oklahoma, USA: 1976. P 9-11.

**Figura 10.** Método de los dos tapones



**Fuente.** SUMAN, G; ELLIS, R.; World Oil's Cementing Handbook World Oil, Gulf Publishing Company 1977. Pg 58.

**2.3.2 Cañoneo.** La operación de cañoneo, tiene como objetivo comunicar la zona de interés con el pozo, para permitir la producción de los fluidos entrampados hacia superficie. Por medio de cañones que llevan las cargas, para ser activadas en fondo, se penetra el revestimiento, el espacio anular, y varios pies de la formación. Según Allen y Roberts<sup>34</sup>, existen dos (2) tipos de cañones que son activados electrónicamente, mecánicamente o por presión. Los tipos de cañones son:

- ❖ Bullet perforators (Tipo bala): Fueron el primer tipo de cañones utilizados en la industria, alcanzan una velocidad inicial de 3.300 pies/seg, y tienen la capacidad de penetrar formaciones con una fuerza de compresión hasta de 6.000 psi.
- ❖ Jet perforators (Tipo Jet): Son un mecanismo de alta potencia que al activarse, produce una explosión a alta presión generando la descomposición del metal

<sup>34</sup> ALLEN, T. ROBERTS, A. "Cements and Additives" Production Operations, Well completions, workover, and stimulation. Segunda Edición. Vol. 1, Oil & gas Consultants International Inc. Tulsa: 1982. p 189-194.

en fluido que se desplaza hacia la formación, a una velocidad inicial cercana a los 20.000 pies/seg, se utiliza para formaciones con mayor grado de dureza.

La operación de cañoneo se puede realizar por medio de tres metodologías:

- ❖ CCG (Conventional Casing Gun): El cañón es posicionado en fondo por un equipo de guaya eléctrica (Wireline) y es activado eléctricamente. El pozo no ha sido completado.
- ❖ TTG (Through Tubing Gun): El cañón es posicionado fondo, por entre el revestimiento, por un equipo de guaya eléctrica (Wireline), y es activado eléctricamente.
- ❖ TCP (Tubing Convey Perforators): El cañón se encuentra distribuido en cualquier punto de la sarta, generalmente de revestimiento, y es posicionado en fondo para ser activado eléctricamente, mecánicamente o por presión.

Para finalizar, existen tres tipos de cañones<sup>35</sup>:

- ❖ Los cañones recuperables: Se recuperan después de la explosión y es posible reutilizarlos.
- ❖ Los cañones no recuperables: Se desintegran durante la explosión y quedan en fondo como desechos.
- ❖ Los semi-recuperables: Son recuperados después de la explosión, para ser descartados.

**2.3.3 Cementación Forzada (Squeeze).** En la industria de hidrocarburos, a los trabajos de cementación forzada se conocen como “squeeze”. Son procesos de cementación secundaria, ya que antes se realizó una operación de cementación deficiente y debe ser remediada.

En el caso de abandono los squeeze son forzados por los orificios perforados de la tubería de revestimiento hacia el anular con el fin de hacer sello en ese espacio anular donde la cementación primaria es pobre, normalmente en pozos antiguos, y de esta forma con la lechada se evita y se cierra la comunicación de los fluidos de fondo de alguna zona productora con superficie. Según Dwight<sup>36</sup>, los squeeze se emplean en las siguientes operaciones para:

- ❖ Remediar una operación de cementación primaria que quedo defectuosa.
- ❖ Reducir las tasas de fluidos como gas o agua, es decir el GOR, WOR o el WGR.

---

<sup>35</sup> Ibid. p. 198.

<sup>36</sup> DWIGHT, K. “Cements and cementing.” Society of Petroleum Engineers. Halliburton Research. P. 1-3.

- ❖ Reparar defectos en la tubería de revestimiento, o los perforados que quedaron mal realizados.
- ❖ Minimizar el daño de pérdida de circulación en hueco abierto mientras se continúa perforando. (formaciones ladronas).
- ❖ Abandonar temporal o definitivamente zonas productoras depletadas.

**2.3.4 Milling Tools.** Son herramientas para moler y perforar en el fondo de un pozo algún tipo de herramienta, tapones de cemento o empaques entre otros con el objetivo de poder pasar a través de estos y continuar con la operación en curso, ya sea seguir perforando o comunicar diferentes secciones del pozo que antes habían sido aisladas.

Las herramientas más comunes para la operación de moler (mill) son fabricadas de una aleación especial de acero o de carburo de tungsteno para larga duración, dureza y que soporte la abrasión. Se utilizan para trabajos tanto en el revestimiento como en la tubería de producción.

En campo, se utilizan brocas de perforación usadas para los trabajos de fresado de empaques, o tapones de cemento con el fin de ejecutar satisfactoriamente la operación y al reutilizar la herramienta disminuir los costos.

## **2.4 TIPOS DE CEMENTO Y ADITIVOS**

El principal objetivo al abandonar un pozo es el aislamiento de manera permanente de las formaciones productoras. Al hacer un sello se busca aislar el pozo de los fluidos con el fin de evitar una contaminación en superficie o de aguas subterráneas siempre buscando el menor impacto posible del pozo para el medio ambiente en el futuro.

Esta operación se realiza con tapones de cemento o mecánicos que hacen la función de sello y se utilizan en la operación de abandono y en otras operaciones en la industria petrolera. Son volúmenes de lechada de cemento que son desplazados por otros fluidos hasta un lugar específico y requerido para sellar y aislar la zona dentro del pozo completado, es decir en la tubería de revestimiento o en ocasiones a hueco abierto.

Como define Allen<sup>37</sup>, los tapones de cemento se colocan en los pozos para diferentes razones como lo son las siguientes:

- ❖ Para tener una base sólida para empezar un desvío en la trayectoria "sidetrack".
- ❖ Para sellar un hueco abierto debajo de un revestimiento.
- ❖ Para corregir problemas de pérdidas de circulación.
- ❖ Para abandonar un pozo seco o un pozo depletado.

---

<sup>37</sup> HERNDON, J. SMITH, D.K., "Plugging wells for abandonment A state of the art study and recommended procedures". Halliburton Services. Duncan, Oklahoma, USA: 1976. p. 2.

La lechada de cemento está compuesta por una mezcla de agua y cemento tipo Portland, el cual es el cemento insignia de las operaciones petroleras por su extenso uso y sus propiedades. Es un cemento hidráulico y por ende tiene la característica de desarrollar resistencia a la compresión al fraguarse cuando se hidrata, debido a la interacción del agua y sus componentes. El cemento fraguado tiene una baja permeabilidad y es insoluble en el agua así que sus propiedades no se ven afectadas, por esta razón es especial para las operaciones de aislamiento y sello en la industria.

Los dos tipos de materia prima utilizados para el cemento Portland es el componente calcáreo que contiene lima y el arcilloso que contiene alumina, sílice y óxido, estos son componentes cálcicos.

La clasificación API da una guía del cemento a utilizar a diferentes profundidades y a la temperatura y presión que son expuestos. En la **Tabla 5**, se presentan la clasificación para cementos según la API.

**Tabla 5.** Clasificación API para cementos.

Clasificación API	Profundidad (Pies)	Requerimiento de Agua (gl/sk)	Densidad (lb/gal)	Descripción
Clase A	0 a 6.000	5,2	15,6	Regular común o normal.
Clase B	0 a 6.000	5,2	15,6	Resistencia moderada a sulfatos.
Clase C	0 a 6.000	6,3	14,8	Cementos rápido fragüe y grano fino.
Clase D	6.000 a 10.000	4,3	Varía	Para presiones y temperaturas moderadas.
Clase E	10.000 a 14.000	4,3	Varía	Presión y temperatura altas.
Clase F	10.000 a 16.000	4,3	Varía	Temperaturas extremadamente altas.
Clase G & H	0 a 8.000	G – 5,0 H – 4,3	G – 15,8 H – 16,4	Cementos básicos con retardantes.

**Fuente.** Tomado de Halliburton, Tabla de cementos de Halliburton; Datos técnicos de cementos para pozos de petróleos y aditivos para el cemento. ( Duncan OK: Halliburton, 1981).

La función de los aditivos es modificar las propiedades estándar de la lechada de cemento. Los aditivos pueden variar la densidad de la lechada, incrementar o no la resistencia del cemento, acelerar o retardar el tiempo de fragüe, controlar la tasa de filtrado, modificar la viscosidad, controlar las pérdidas de circulación e incluso mejorar económicamente la operación.

Los aditivos deben ser siempre probados a nivel de laboratorio, simulando las condiciones actuales del pozo, para conseguir el tipo y concentración adecuada del aditivo que sirve para cada caso en específico en campo. Los aditivos comúnmente vienen en polvo y en sacos para ser mezclados de manera uniforme.

A continuación se exponen algunos de los aditivos más utilizados en la industria petrolera<sup>38</sup>. Ver **Tabla 6**.

---

<sup>38</sup> ALLEN, T. ROBERTS, A. "Cements and Additives" Production Operations, Well completions, workover, and stimulation. Segunda Edición. Vol. 1, Oil & gas Consultants International Inc. Tulsa: 1982. p 105-112

**Tabla 6.** Clasificación y descripción de aditivos para lechada de cemento

<b>Tipo de Aditivo</b>	<b>Materiales</b>	<b>Función</b>
Acelerantes	Sales, Cloruro de Sodio, de Calcio.	Reduce el tiempo de fragüe. Alcance fuerza de compresión de 500 psi.
Retardantes	Agentes Químicos	Aumenta el tiempo fragüe. Recomendado en pozos profundos y en altas temperaturas.
Control de Filtrado	Partículas, micelas y películas	Busca una distribución uniforme de las partículas y evita la pérdida del fluido acuoso, con el fin de no alterar las condiciones de la lechada.
Densificantes	Porcentaje de barita, hematita o bentonita.	Adiciona peso al fluido sin modificar propiedades,
Dispersantes	Viscosificantes, adelgazantes.	Facilita el desplazamiento y mecánica del fluido, remueve el lodo de la cara de la formación.
Clarificantes	Bentónita , silicato de sodio.	Aligera grandes columnas de lechada que afectan formaciones de interés por presión hidrostática. Reduce costos de materia prima para mezcla de lechada.
Control de Pérdida	Cascara de nuez, hojuelas, cascara de arroz.	Disminuye o evita migración del fluido a formaciones porosas "ladronas". Crear un sello en la cara de la formación.

**Fuente.** Production Operations, Well completions, Workover, and stimulation. Segunda Edición. Vol. 1, Oil & gas Consultants International Inc. Tulsa. 1982. P 105-112.

## **2.5 CONCEPTOS Y PROCEDIMIENTOS EN CAMPO**

Las operaciones y procedimientos para el abandono de pozos tienen como objetivo aislar de manera definitiva los intervalos productores o inyectoras, zonas adyacentes a acuíferos y en superficie mediante tapones de cemento los cuales se sitúan tanto en fondo, a diferentes profundidades, como en superficie para evitar el flujo y la comunicación de fondo con superficie y entre diferentes formaciones permeables.

Normalmente en campo, los pozos postulados para abandono son pozos inactivos o cerrados que por motivos anteriormente explicados en el capítulo deben ser

abandonados efectivamente ya que no son rentables para la compañía operadora de campo.

El concepto de abandono de un pozo tiene diferentes etapas operacionales, legales y de planeación para la empresa que los va a ejecutar, las cuales se agrupan y explican a continuación.

**2.5.1 Actividades Previas.** La empresa debe priorizar los pozos a abandonar según algún requerimiento ambiental o por inconvenientes jurídicos con el fin de disipar esa problemática en el menor tiempo posible.

Es pertinente realizar una revisión de los requerimientos asociados al tema ambiental, social, de tierras y legal. Es necesario realizar un plan de ruta a nivel técnico y operacional.

Ruta de movilización. Es necesario definir la ruta de movilización de los equipos, con el fin de optimizar costos y tiempos no productivos y reportárselo al ministerio de Minas y Energías en la documentación.

Forma Ministerial. En la República de Colombia, al definir el pozo a ser abandonado, se debe diligenciar los permisos de autorización, mediante la Carta de solicitud remitida al Ministerio de Minas y Energías y el Formulario 7 C-R, que se refiere a la operación de abandono. Además los documentos para la movilización de los equipos hasta el pozo y la recolección de información del mismo, que incluye su estado mecánico, la historia del pozo y de producción y generar una (Work sheet/ Hoja de trabajo) para identificar, valorar, verificar y definir las condiciones actuales del pozo, que concuerden con la historia, identificar los equipos y la información necesaria para la operación de abandono, además los planes de tratamiento para los riesgos que pueden afectar el cumplimiento del abandono técnico del pozo y afectaciones a personas y el ambiente. En el **Anexo A** se encuentra la forma 7 C-R.

Información del pozo y planificación de la operación. Se prepara el (Well Planing/ Programa de operaciones), que es un documento que determina los trabajos a ser realizados en el pozo, en el mismo se presentan los equipos, herramientas, cálculos volumétricos, tiempo estimados de las operaciones, justificación del trabajo y el documento de autorización para gastos (AFE) que define los costos completos de la operación, según la logística y contratos estipulados. En el **Anexo B** se encuentra un AFE de abandono.

Adecuación vías y adecuación de locación del pozo. La compañía operadora, debe adecuar la locación del campo y la ruta de acceso, referirse a **Figura 11**, buscando garantizar la entrada de los equipos a la locación del pozo. La adecuación puede presentar actividades de mejoramiento, mantenimiento de vías tanto públicas como privadas. La locación debe estar libre de vegetación, escombros y que no afecte algún acuífero o comunidad cercana. Si es el caso, la compañía operadora se deberá encargar oportunamente.

Se debe asegurar que el terreno de la locación permita el ingreso, permanencia y/o ejecución de las actividades de abandono.

**Figura 11.** Adecuación de vías



Adecuación de la cabeza de pozo para arme de equipo para abandono. La compañía operadora debe identificar el tipo de sistema de levantamiento presente en el pozo, si es un pozo activo, y realizar un plan para su desinstalación, desmantelamiento y transporte a sitio final de la unidad de bombeo presente. Por último asegurarse que el cabezal y el contrapozo se encuentren en buenas condiciones para ejecutar el abandono.

**2.5.2 Actividades operativas.** Las operaciones planteadas a continuación, aplican para cualquier pozo que se encuentre activo o inactivo, la descripción de las operaciones se realiza en forma cronológica y en orden. El abandono es convencional.

Cuando empiezan los trabajos de la operación de abandono del pozo in-situ, el ingeniero de reacondicionamiento de pozos o de servicio a pozos con su equipo deben ejecutar el programa ya propuesto, divulgado y aceptado tanto por la compañía operadora como la compañía prestadora de servicios. Este documento describe los objetivos, costos estimados, información de la cabeza de pozo como son el tipo de conexiones, Schedule, estado mecánico, presiones de trabajo, lista de materiales para la operación, el procedimiento, el análisis de riesgos (Risk assesment), el uso y operación de equipos por parte del personal entre otros.

Charla de Seguridad. Son reuniones con todas las personas y entes involucrados en las diferentes operaciones, en ellas se informa las actividades a realizar y el posible riesgo en cada una de ellas con el fin que todos estén informados y atentos. Se hacen antes de iniciar cada operación y en el cambio de turno.

Entrega de Locación (Handover). Cuando las etapas previas están completas y la locación en buenas condiciones, la empresa operadora procede a entregar a la empresa prestadora de servicios la locación hasta que ésta termine la operación.

Plan de Movilización de Equipos. Hace referencia a la movilización de los equipos necesarios para completar la operación. Incluye la movilización de los equipos a la locación y su movilización dentro de la misma de manera segura y de acuerdo a los tiempos planeados.

Armado equipos. Instalación de los equipos, para dar inicio al plan y tiempo de trabajo. Estos equipos deben realizar el descargue del pozo e instalar la mesa de trabajo. Ver **Figura 12**.

**Figura 12.** Armado de equipos en locación



Control del pozo. Son las actividades y trabajos en el pozo para controlar la presión de las tuberías, espacio anular mediante un fluido de control y/o descargando la presión al equipo Choke Manifold.

Instalación de Preventoras. Antes de intervenir el pozo se debe retirar las conexiones, y accesorios de producción e instalar el conjunto de BOP's (Blow Out Preventer/ Preventoras de estallido) de tubería y probarlas.

Bajar sarta de cementación y/o limpieza de pozo. Se baja el BHA establecido hasta profundidad objetivo, acorde al estado mecánico entregado por la empresa operadora, y se verifica fondo.

Circulación y limpieza de fondo. Antes de empezar a sentar tapones, se debe limpiar el pozo de arenas u otros sólidos que pueda afectar y disminuir la efectividad del aislamiento, asegurarse que las formaciones por los perforados no estén aportando arenas, y circular en directo hasta obtener retornos limpios.

Tapón de fondo.

Posicionamiento de la tubería. La tubería se posiciona unos diez (10) Pies sobre la profundidad del último perforado para bombear el tapón.

Unidad de Cementación. la unidad de cementación llega a la locación, se instala los equipos y se prueban las líneas (chicksaw) con presión. Ver **Figura 13**.

**Figura 13.** Líneas de cementación



Mezclado y Bombeo. En la unidad de mezclado se prepara la lechada según especificaciones, se hace “al vuelo”, es decir se va preparando la lechada mientras se circula, verificando la densidad en la unidad de bombeo. Regularmente se utiliza un exceso del 10%. El cemento se desplaza con agua fresca hasta el punto de balanceo. Se desinstala y retira la unidad de cementación. Referirse a **Figura 14** y **Figura 15**.

**Figura 14.** Unidad de cementación



**Figura 15.** Unidad de cementación



Tiempo de Fragüe y tope de cemento. Al culminar la operación de cementación, se saca y quiebra la tubería despacio, por encima del tope teórico, con el fin de que se balancee correctamente el tapón y evitar un efecto de suabeo en fondo. Durante la prueba de cementación se toman “testigos” ver **Figura 16**, que son pequeños volúmenes de la lechada con el fin de observar el tiempo de fragüe y si es acorde al calculado por las pruebas hechas por la empresa prestadora de servicio de la cementación.

**Figura 16.** Testigo de lechada, tomado durante prueba de cementación



Durante este tiempo, se limpia las juntas y se circula en reversa para limpiar la tubería de trabajo, y así evitar que taponamiento de la tubería. Se circula hasta obtener retornos limpios.

Tope de cemento y prueba de integridad. Al terminar el tiempo de fragüe, se baja tubería de trabajo hasta tocar el tope de cemento, con bajo peso para evitar

pegas, a continuación se presuriza el pozo y se hace prueba de integridad, si no existe pérdida de presión mayor al 10%, el tapón fue exitoso.

Tapón Intermedio y de superficie. Para los siguientes dos tapones se realiza el mismo procedimiento descrito para el tapón de fondo. Antes de empezar estos tapones se bombean dos píldoras espaciadoras.

Bombeo píldora espaciadora. Un volumen de fluido es bombeado, generalmente agua fresca, que evita el contacto entre el cemento y la píldora espaciadora para prevenir interacción entre estos. , la píldora está compuesta generalmente de inhibidores de corrosión y biocidas para evitar la corrosión en la tubería de revestimiento y su principal función es soportar los tapones de cemento que estarán encima de estos.

Movilización de Equipos. Al terminar la operación, se movilizan los equipos y transporta la tubería y accesorios hacia una nueva locación o la base de la empresa de servicios según el caso.

Limpieza y entrega de locación. Al completar los tres tapones y realizar la prueba de integridad, se cementa el contra pozo, si es el caso se limpia en superficie cualquier contaminación y se entrega la locación (handover) a la empresa operadora.

Cercado del pozo. El pozo debe quedar cercado de forma provisional hasta que se le instale su placa y monumento. Ver **Figura 17**.

**Figura 17.** Pozo abandonado y cercado



**2.5.3 Actividades Posteriores.** Son aquellas actividades ejecutadas, en superficie y en la locación para culminar satisfactoriamente el proceso de abandono.

Placa y monumento. Finalmente se instala una placa del pozo con la siguiente información: Nombre del pozo, status del pozo, coordenadas, profundidad total

(Ft), fecha de perforación, fecha de abandono, producción o inyección acumulada, y el motivo de abandono. Ver **Figura 18**.

**Figura 18.** Placa con información del pozo abandonado



Forma ministerial 10-ACR. Al concluir el abandono del pozo es obligación presentar la Forma 10-ACR al Ministerio de Minas y Energías la cual se encuentra en el **Anexo C**, con la información de los espesores y topes de los tapones de cemento, el fluido espaciador con sus características, y adjuntando el estado mecánico del pozo, el reporte operacional de abandono, y la autorización dada por el Ministerio si han transcurrido más de 15 días después del permiso y aceptación de la forma 7-CR.

Arborización y reforestación de la locación. Posterior al abandono, se debe realizar la arborización y reforestación del área de la locación gradualmente, garantizando la restauración paisajística y la revegetación.

### **3. PROCESO DE ABANDONO DE POZOS NO CONVENCIONAL DEL AÑO 2003 AL 2008**

Desde el año 2003 hasta mediados del 2008, se ejecutó una campaña de abandono de pozos en el Campo la Cira Infantas. Los abandonos, se realizaron de forma no convencional, es decir sin acatar las recomendaciones API en cuanto a materiales utilizados, prácticas en campo y especificaciones de los tapones para un óptimo aislamiento de la zona productora y/o acuífero. La empresa Ecopetrol S.A., ejecutó este tipo de abandono para hacer una optimización de costos, ya que se enfrentaba al cierre del campo por la disminución continua de la producción, acercándose al límite económico.

#### **3.1 METODOLOGÍA NO CONVENCIONAL**

Las operaciones de abandono de pozos no comercialmente viables, empezaron en el año 2003, debido al bajo potencial del campo, que rondaba los 5.000 barriles de crudo por día (BOPD). El campo se consideraba depletado y Ecopetrol S.A. pensaba cerrarlo, por otra parte, la empresa no contaba con los recursos necesarios para realizar la campaña de abandono con las recomendaciones de la API debido a los altos costos y la cantidad de pozos postulados para el abandono, que rondaba los 600. Por lo anterior, se incurrió en una nueva metodología que cumpliera con las regulaciones legales y ambientales buscando la optimización de costos. Esta metodología fue autorizada por el Ministerio de Minas y Energía y se consideró en su momento, un abandono convencional.

Entre los años 2003 hasta el 2008, se abandonaron la mayoría de los pozos postulados de manera no convencional y de forma paralela se inició la alianza entre Ecopetrol S.A. y Oxy para el redesarrollo del campo.

El método de abandono explicado a continuación fue el ejecutado por Ecopetrol S.A., y se basa en los reportes e información de los pozos abandonados durante esos años.

La campaña consistía en optimizar costos y en reducir al máximo los tiempos no productivos, abandonando varios pozos el mismo día, debido a la situación financiera en aquel momento.

Inicialmente un equipo de servicio a pozo (Well Service), desinstalaba las unidades de los sistemas de levantamiento, la mayoría sistemas de bombeo mecánico. Desinstalaban las varillas de producción del sistema de bombeo mecánico y la tubería de producción del pozo y por último retiraban las conexiones de superficie antes de ser abandonados. Este equipo tenía como objetivo dejar lista la locación y los pozos para bajar los tapones

Las siguientes etapas se completaban con equipos y materiales utilizados en obras civiles.

La metodología no convencional no era siempre la misma, ya que el número de tapones variaba entre dos y tres dependiendo del pozo. Los materiales se posicionaban en los pozos, mediante manilas que pasaban por un trípode y un sistema de poleas en superficie, el cual era operado manualmente.

En primera instancia para los intervalos de interés, se sentaba el tapón de fondo 10 pies arriba del tope de los perforados, se bajaba un tapón de madera o de alambre, hecho de forma artesanal, a la profundidad deseada con la manila y enseguida lanzaban desde superficie, cemento clase G sobre el tapón. Mientras esperaban al tiempo de fragüe de la lechada, continuaban a realizar la misma operación en los otros pozos postulados que se encontraban en los alrededores. Finalmente halaban la manila para intentar recuperarla o la cortaban para que cayera al pozo, de esta manera se realizaba cada uno de los tapones a sus profundidades correspondientes.

Para los tapones intermedios y de superficie se utilizaba cemento de construcción en bolsas de mercado o en tubos PVC de un (1) pie de longitud, se llenaban de cemento, realizando el mismo procedimiento del tapón de fondo, para sentarlo a la profundidad deseada. Para espaciar los tapones se bajaba una mezcla de arena, cemento y grava. Se realizaba una prueba de integridad, al presurizar el pozo a 300 PSI para comprobar la integridad de los tapones.

Se instalaba el monumento y la placa del pozo con las especificaciones correspondientes. Ya en superficie, la locación era nuevamente arborizada y restaurada ambientalmente.

En el **Anexo D**, se encuentra un reporte breve representativo de estas actividades de abandono no convencional que se encontró en la plataforma de Open Wells del año 2004.

**3.1.1 Materiales.** Los materiales en su momento fueron avalados para el abandono, ya que para la época el campo estaba depletado y se pensaba cerrar. Al iniciar la alianza en 2005, para el redesarrollo del campo mediante la inyección de agua, los materiales dejaron de ofrecer una garantía de sello y aislamiento de las zonas, debido a la presurización del yacimiento por el agua inyectada. Estos materiales rústicos como lo son la manila, los tapones de madera o alambre y la formulación de la lechada de cemento no son los apropiados para las prácticas petroleras según la API.

En primer lugar, se utilizó cemento para construcción, para los tapones intermedio y de superficie, en vez de uno recomendado por la API, que son resistentes para un amplio rango de presión y temperatura. Por otra parte, los tapones se sentaban en bases de madera o cerdas de metal que no garantizaban el posicionamiento acertado, a la profundidad necesaria para sellar las formaciones permeables.

Los tapones de abandono tenían una longitud entre 30 y 80 pies, no siendo las recomendadas por la API ni por el Ministerio de Minas y Energías de Colombia para la práctica de abandono de pozos petroleros. Durante la ejecución del abandono, no se calculaban los volúmenes necesarios para los tapones y no se verificaba la profundidad, tanto de la base como del tope del tapón.

**3.1.2 Etapas operativas del abandono no convencional.** Las etapas operativas no seguían ningún tipo de planeación, ya que no existe un Well Planning para estas operaciones. Las etapas se dividían en tres principales: Sacar la tubería del pozo, sentar los tapones e instalar el monumento con la placa de abandono.

### **3.2 PROGRAMA DE INYECCIÓN DE AGUA POR SARTA SELECTIVA**

Desde el 2005, en el Campo la Cira Infantas se encuentra en desarrollo un plan de recobro secundario por inyección de agua selectiva, es decir que por unos pozos inyectoros, se inyecta agua a altas presiones a una formación productora en particular con el fin de barrer el petróleo remanente hacia los pozos productores para ser obtenidos en superficie; esto se hace con diferentes patrones geométricos con el fin de barrer el crudo efectivamente. Debido a las presiones de trabajo de la campaña de inyección que se adelantó, desde la firma del contrato de colaboración por parte de Ecopetrol S.A. y Oxy, los pozos circundantes que fueron abandonados entre el 2003 y el 2008 se vieron afectados por el aumento de presión del yacimiento, ya que se presentaron brotes en superficie evidenciando que los tapones no cumplían con la función de aislar el pozo y así mismo evitando la migración de fluidos. Por otra parte, en consecuencia se presentó la canalización de los patrones de inyección hacia estos pozos generando una pérdida en la presión de inyección de agua y la disminución de la eficiencia de barrido.

### **3.3 PROBLEMAS POSTERIORES AL ABANDONO**

Estos abandonos estaban pensados para ser exitosos, en un campo depletado y cerrado, como figuraba serlo el Campo la Cira Infantas en el año 2003. Sin embargo, después de empezado el plan de desarrollo, estos pozos presentaron problemas de brotes de fluidos a superficie, por dos causas principales:

- ❖ Comunicación entre arenas con diferente parametrización de fluidos.
- ❖ Migración de fluidos a superficie.

**3.3.1 Flujos Cruzados.** El flujo cruzado ocurre cuando fluidos de una formación migran hacia superficie u otra formación productora debido a una presión externa que desplaza a estos fluidos por entre algún espacio vacío, que permite la comunicación.

En el caso específico del Campo la Cira Infantas, esa presión externa es la inyección de agua en algunas formaciones productoras que tiene como objetivo

barrer con el agua inyectada el crudo móvil remanente con el fin de llevarlo hasta los pozos productores. Este barrido es areal ya que el agua inyectada inunda esta zona y desplaza el fluido de la formación. Estos esfuerzos ejercidos son replicados en la formación y pueden afectar pozos que están inactivos y/o abandonados.

Los pozos abandonados que presentan flujo cruzado afectan ambientalmente la superficie y a la vez a la campaña de recobro ya que hay una pérdida de la presión inyectada en fondo y una canalización hacia los pozos en cuestión y por ende la recuperación de crudo en los pozos productores se verá afectada.

**3.3.2 Revestimiento no cementados.** Los pozos que fueron postulados para el abandono, eran antiguos, al percatarse de los brotes en superficie se decidió bajar unos registros de CBL (Cement bond logging/ Registro de adherencia del cemento) y GR (Gamma Ray/ Rayos Gamma) con el fin de evaluar la integridad del cemento.

Al analizar los registros, y compararlos con algunos estados mecánicos, se percataron que durante la época que la Compañía TROCO administraba el campo, filial de la Standard Oil Company, los pozos que eran completados no eran cementados, es decir que el espacio anular entre la cara de la formación y la tubería de revestimiento quedaba vacía. Debido a lo anterior la migración de fluidos se facilitaba por estos espacios vacíos, además del debilitamiento de la integridad de la tubería por interacción con fluidos de fondo, movimientos telúricos entre otros generando fisuras en la tubería y aumentando las posibilidades que existiera migración. En el **Anexo E**, se presentan digitalmente los registros eléctricos para el Pozo L2.

## 4. NORMATIVIDAD, MARCO LEGAL Y AMBIENTAL

En este capítulo se recopila la normatividad que rige las operaciones de abandono de un pozo y la recuperación de la locación en superficie en Colombia, que aplica para los pozos del Campo la Cira Infantas. Se describe la normatividad a nivel nacional e internacional para esta operación.

Adicionalmente, se describe los aspectos más importantes de la normatividad interna de la compañía Ecopetrol S.A..

### 4.1 NORMATIVIDAD NACIONAL

A nivel nacional el órgano encargado para regular, dar el aval y hacer seguimiento a cualquier operación es el Ministerio de Minas y Energías en conjunto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

**4.1.1 Resolución 181495 de 2009.** Este documento, define los pasos a seguir para abandonar un pozo seco, un pozo con problemas mecánicos o uno que haya estado inactivo sin justificación por más de 6 meses. Estas recomendaciones deben ser tomadas en cuenta en un plan de abandono en Colombia. En la resolución, capítulo 3, artículos del 30 al 35, se da a conocer las condiciones, los permisos necesarios por parte del Ministerio y la reglamentación que todas las empresas operadoras deben seguir para abandonar totalmente un pozo.

A continuación, se exponen los artículos acerca el abandono de un pozo en Colombia, de la resolución 181495 de 2009.

#### CAPITULO III

##### Taponamiento y abandono de pozos

Artículo 30. *Condiciones para el Taponamiento y Abandono.* Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía del nuevo programa de abandono.

Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación.

Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie.

En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el formulario 10A "Informe de taponamiento y abandono".

Parágrafo. En los pozos secos o que por problemas mecánicos no pueda concluirse la perforación, se debe diligenciar el Formulario 6. "Informe de terminación oficial".

Artículo 31. *Suspensión de Pozos en Perforación.* Para suspender la perforación de un pozo se deberá solicitar autorización al Ministerio de Minas y Energía y para el efecto presentar un informe justificando tal decisión e indicando el plan a seguir. La suspensión se dará por un periodo de tres (3) meses prorrogables hasta por dos periodos iguales.

El Ministerio de Minas y Energía podrá en cualquier momento ordenar el taponamiento y abandono inmediato del pozo en el evento de considerarlo técnicamente necesario, debiendo el contratista diligenciar el Formulario 6 "Informe de terminación oficial" y el Formulario 10A "Informe de taponamiento y abandono".

Artículo 32. *Suspensión Temporal de Pozos Terminados.* El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo hasta de 180 días calendario, prorrogables por otro tanto con la debida justificación. Los pozos suspendidos deberán estar debidamente asegurados, bien sea a través de la colocación de un tapón de superficie y/o de válvulas en superficie o subsuelo. Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se debe diligenciar el Formulario 6 "Informe de terminación oficial".

Artículo 33. *Permiso de Abandono de Pozos Oficialmente Terminados.* Antes de iniciar los trabajos de abandono de un pozo oficialmente terminado, se solicitará permiso por escrito al Ministerio de Minas y Energía diligenciando el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial". Finalizados los trabajos de taponamiento se diligenciará el Formulario 10A. "Informe de taponamiento y abandono".

Artículo 34. *Utilización de Acuíferos.* Cuando se hayan encontrado cuerpos de agua dulce y tenga que abandonarse el pozo, los trabajos se ejecutarán en condiciones de terminación que permitan su utilización futura como pozo de agua.

Artículo 35. *Reglamentación del Taponamiento.* La supervisión y los procedimientos para el taponamiento permanente o temporal de pozos, las pruebas de integridad mecánica que se realicen y las características de los taponamientos, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.

**4.1.2 Decreto 1895 de 1973.** Este Decreto, define en qué casos en la industria se debe abandonar un pozo.

A continuación, se presentan los artículos relacionados con el abandono de pozos en el Decreto 1895 de 1973.

#### CAPÍTULO IV

Artículo 38. Si el programa de tubería de revestimiento (casing program) resultare inadecuado o las tuberías estuvieran corroídas, o la cementación defectuosa, e indujere filtraciones subterráneas de los fluidos entre los estratos petrolíferos o

gasíferos, el explotador deberá corregir inmediatamente estos defectos. Si agotados todos los recursos el pozo no pudiere repararse ni usarse para otro fin útil, este deberá taponarse convenientemente y abandonarse.

Artículo 39. Si como resultado de la perforación a bala o por otro método, o por tratamiento químico de los intervalos productores, estos o las tuberías de revestimiento resultaren deteriorados, impidiendo la producción de petróleo o gas, el operador deberá remediar con prontitud tal situación. Si la reparación del pozo resultare imposible y este no pudiere ser utilizado

## CAPÍTULO V

Informes sobre perforación, terminación oficial y abandono de pozos exploratorios y de desarrollo.

Artículo 51. Para cambiar la forma de terminación de un pozo o para realizar cualquier alteración de las condiciones actuales del mismo, o para abandonarlo, el operador deberá solicitar permiso al Ministerio por medio del formulario 7-CR, "Permiso sobre trabajos posteriores a la Terminación Oficial". Quince (15) días después de terminado el trabajo, el operador deberá informar sobre los resultados del mismo, por medio del formulario 10-CR, "Informe sobre trabajos posteriores a la terminación oficial". En los casos de abandono de pozos, el informe se rendirá en el formulario 10-ACR; "informe sobre Taponamiento y Abandono".

**4.1.3 Normativa en trámite.** Actualmente se está trabajando sobre una nueva resolución la cual va a aplicar a todas aquellas operaciones de abandono de pozos que se hayan perforado con o sin objetivo hidrocarburífero en el marco de contratos o convenios los cuales estén vinculados a la Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH) o quien haga contratos de asociación, producción incremental o cualquier otro tipo con Ecopetrol S.A. para la exploración y explotación de hidrocarburos.

En ésta resolución se realiza las consideraciones generales para el abandono definitivo de pozos, y será de suma importancia tener en cuenta las características geológicas del área, la presión del yacimiento y las condiciones mecánicas del pozo.

Lo más relevante de la resolución es que abarca todo los posibles escenarios para el abandono parcial o definitivo de pozos en Colombia. La resolución se puede encontrar en el **Anexo F**.

## 4.2 NORMATIVIDAD ENTES INTERNACIONALES

El Instituto Americano del Petróleo (API) es la asociación más reconocida en la industria, y es un referente a nivel global para las buenas prácticas y operaciones petroleras.

Existen dos documentos, en referencia al abandono de pozos, su operación, cuestiones ambientales, de seguridad entre otros aspectos importantes. Estos son

el API E3 la cual se puede ver en archivo digital en el **Anexo G** y el API 51R la cual se puede ver en archivo digital en el **Anexo H** . A continuación se presenta un resumen de ambos documentos, y en los anexos se encuentran ambos documentos completos para mayor información.

**4.2.1 API E3.** Este documento aborda la prevención del ambiente durante las prácticas petroleras ejecutadas en las operaciones de abandono. Busca prevenir la contaminación de acuíferos de agua dulce, define los procedimientos en cuanto al aislamiento de las zonas de producción de hidrocarburos y los intervalos de inyección de agua, la protección de los suelos y las aguas superficiales.

Por otra parte, define el riesgo que existe al contaminar los acuíferos de agua que existan en los pozos. Por medio de este documento el operador debe ser capaz de identificar los pozos existentes en los cuales concurra un potencial de migración y contaminación de los fluidos.

Se definen conceptos relevantes para entender las operaciones de abandono de un pozo como lo son, pozo inactivo, presión de formación, programas de pozos inactivos, migración de fluido, programas de monitoreo entre otros, para estandarizar los procedimientos para todos en la industria.

Para determinar la categoría del potencial de migración del fluido, se tiene como guía la **Tabla 7**, en donde se categoriza y se clasifica, según la presión de formación y el estado de la cementación del revestimiento, la posibilidad a futuro de la migración y contaminación de fluidos por el pozo hacia superficie o comunicación entre formaciones permeables. El riesgo se clasifica en.

**Tabla 7.** Clasificación según la presión de formación y el estado de cementación y revestimiento.

Riesgo	Niveles de Protección	Presión en Superficie	Presión en el anular del revestimiento	Presiones altas de la formación de interés.	Presiones adicionales
Bajo	2	No	No	No	No
Moderado	1	No	Si	Si	No
Alto	0	Si	Si	Si	Si

Orienta acerca de los procedimientos de taponamiento y abandono de un pozo, la configuración de los taponos de cemento y los intervalos críticos a tener en consideración para evitar que el pozo se convierta en un conducto de migración para los fluidos.

Los objetivos principales en una operación de abandono, son:

- ❖ Aislar el pozo de los acuíferos de agua dulce.

- ❖ Aislar zonas productoras o no completadas.
- ❖ Proteger los suelos de superficie y las aguas superficiales.
- ❖ Aislar intervalos de inyección.

Estos objetivos se logran, con tapones de cemento los cuales van en intervalos seleccionados para evitar el movimiento de los fluidos; cualquier intervalo que deba aislarse para cumplir los objetivos mencionados anteriormente es uno crítico.

**4.2.2 API 51R.** Este documento, aborda temas para la protección del medio ambiente. Los temas más importantes se resumen.

El objetivo primordial, es la recuperación íntegra del suelo y la completa revegetación y arborización con plantas, semillas, hierbas y especies de la zona.

Las obras civiles de excavación, deben ser aprobadas antes de que se dé inicio a la construcción de cunetas, alcantarillas, desagües entre otros y deben ser aseadas e inspeccionadas regularmente para permitir el libre paso de agua.

En cuanto al abandono de los pozos, los procedimientos deben cumplir los requisitos normativos, las obligaciones contractuales con el terrateniente o arrendador de los predios. Debe existir un estudio, para obtener con las medidas remediales, el mínimo impacto ambiental. El hábitat y el ecosistema deben ser restaurados y se debe minimizar la erosión del suelo.

Se define en el documento, los términos de abandono permanente y abandono temporal. El abandono permanente del pozo se realiza cuando ya no hay utilidad. Los abandonos temporales se realizan cuando el pozo puede tener utilidad a futuro por medio de proyectos de sistemas de levantamiento o rutinas de reacondicionamiento de pozos las cuales puedan restablecerlo.

Según la norma API 51R, el propósito de cementar las zonas es evitar la migración de fluidos, la contaminación de acuíferos, la superficie y sus aguas, para realizar la correcta explotación de los intervalos productores. La contaminación se previene al realizar una buena práctica de cementación, no solo en las operaciones de abandono, sino en las cementaciones primarias durante la etapa de perforación y completamiento de pozos.

### **4.3 NORMATIVIDAD INTERNA DE ECOPETROL S.A.**

La guía de abandono técnico de pozos la cual se puede ver en el **Anexo I**, es un documento elaborado en el 2014 que aplica para todas las actividades de abandono de pozos operados y/o con participación por Ecopetrol S.A..

Establece las actividades operativas requeridas para el abandono técnico de pozos, desde la planeación de las actividades y desarrollo de las obras civiles

previas hasta las operaciones finales de superficie de las facilidades asociadas al pozo. Este documento se basa en la Resolución 181495 de 2009 y la guía para la desincorporación de activos industriales (GAC-G-043).

En resumen, la guía define los pasos generales y el desarrollo de las actividades de abandono tanto en la intervención del pozo como las actividades de superficie.

Para los tapones de cemento Ecopetrol S.A., opera con los siguientes estándares.

Balanceo de Tapones de cemento de fondo e intermedio. Se recomienda balancear los tapones de cemento 100 pies por debajo del último intervalo perforado y 100 pies por encima del tope de perforados. Se debe bombear el volumen de cemento con un exceso de 10% o dependiendo de cuanto está tomando la formación, se debe tomar testigos para asegurarse del tiempo de fragüe.

Se recomienda bombear píldora base agua con inhibidor de corrosión.

Cementación de anulares. Se recomienda revisar historia del pozo si existen registros de cementación de los revestimientos, en caso que no existan, se recomienda tomar un registro modo cemento y modo corrosión.

Para las prácticas de cementación de anulares, se presentan dos métodos.

- ❖ Se recomienda bombear cemento por las válvulas en las cabezas de pozo a presión atmosférica y a bajo caudal (0.1 BPM).
- ❖ Cañonear el revestimiento de producción entre el zapato del revestimiento de superficie y el nivel de superficie del terreno, estimando un mínimo de profundidad del cañoneo.

Tapón de superficie. Primero, se recomienda asegurar integridad entre el tapón intermedio y superficie. Bajar la sarta de cementación a 120 pies asegurando una distancia de 50 pies de la punta de la sarta al fondo de los perforados de superficie. Se debe bombear lechada de cemento forzando hasta tener retorno de cemento en el anular del revestimiento de superficie y agregar cemento hasta el borde del pozo para instalación de placa y monumento con especificaciones del pozo.

## **5.METODOLOGÍA DE REABANDONO PARA EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

Los pozos del Campo la Cira Infantas, que fueron abandonados entre el año 2003 y 2008, presentan una problemática característica, la presencia de brotes de crudo en superficie y la comunicación cruzada entre formaciones permeables. Por lo anterior es necesario reabandonarlos teniendo en consideración el objetivo primario de una operación de abandono y los problemas actuales identificados.

### **5.1 OBJETIVO, CRITERIOS Y ALCANCE DE LA METODOLOGÍA**

En esta parte del capítulo, se describe el orden de las actividades agrupadas más relevantes para la operación de reabandono en el Campo la Cira Infantas, con el objetivo de establecer las etapas operativas requeridas para el reabandono técnico de un pozo para el campo en estudio, desde la planeación de las actividades y desarrollo de las previas hasta las operaciones finales asociadas al pozo.

Las actividades se clasifican en previas, intervención del pozo y posteriores. Son aplicables a cualquier pozo para ser reabandonado o abandonado técnicamente con las siguientes condiciones.

- ❖ Pozos antiguos; sin cementación primaria o con espacios anulares vacíos.
- ❖ Pozos inactivos por varios años, cercanos a patrones de inyección de agua.
- ❖ Pozos con brotes de fluido en superficie.
- ❖ Pozos postulados para abandono.

La metodología de reabandono, en el Campo la Cira Infantas se rige por la normatividad de la API ( API E3 y API 51R) y la resolución 181495 de 2009.

Los objetivos de la metodología de reabandono de pozos son.

- ❖ Corregir los problemas de flujo cruzado y contaminación en superficie presentados.
- ❖ Aislar la zonas de perforados, es decir los intervalos productores o inyectores.
- ❖ Protección de acuíferos someros, suelos cercanos, fauna y flora por migración de fluidos.
- ❖ Desarrollar las actividades de manera sostenible y responsable con las comunidades vecinas.

Los criterios para definir si es requerido un reabandono técnico de un pozo son.

- ❖ Migración de fluidos a superficie.
- ❖ Comunicación entre formaciones vecinas en fondo

Los criterios para definir si es requerido un abandono técnico de un pozo.

- ❖ Pozos inactivos por más de seis (6) meses.

- ❖ Pozos con problemas de integridad mecánica.
- ❖ Límite económico; baja productividad del pozo.
- ❖ Pozo declarado seco.
- ❖ Pozo con problemas perjudiciales para el medio ambiente.
- ❖ Pozos con baja inyectabilidad de agua.

## **5.2 METODOLOGÍA DE REABANDONO**

**5.2.1 Planeación General.** Revisión completa de la normatividad aplicada al abandono técnico de pozos, para que el trabajo planificado cumpla integralmente lo estipulado por la ley. Priorizar la seguridad y calidad durante cada etapa de ejecución de las operaciones.

Buscar la aprobación de la operación de reabandono según requerimientos vinculados en cada gestión.

Gestión Ambiental. Definir el área a intervenir, reduciendo al máximo cualquier impacto con el medio ambiente, y recuperar la flora y fauna en superficie.

Gestión Social. Obtener los permisos de las autoridades competentes para la movilización de los vehículos y topes de carga, socializar e informar a los grupos de interés y comunidades las operaciones a realizarse

Gestión de Tierras. Si es el caso, obtener títulos de tierras donde se va a realizar la operación, costear el traslado temporal de unidades familiares cercanas a la locación.

Gestión operacional y técnica. Obtener el aval del área de yacimientos y de operaciones. Realizar la planeación de los equipos, recursos, herramientas necesarias para completar satisfactoriamente la operación.

Alcance del reabandono técnico del pozo. Definir el resultado del reabandono del pozo.

Identificación, jerarquización y Planeación para tratamiento de riesgos técnicos asociados a cada una de las actividades de la operación en cuanto a afectación de personas, de la comunidad y ambiente. Obtención de permisos, apoyos complementarios para la prevención de riesgos en el trabajo.

Realizar un plan detallado de trabajo para reabandono con recursos necesarios, y su socialización con las partes involucradas en las actividades.

### **5.2.2 Actividades Previas.**

**5.2.2.1 Obras Civiles.** Adecuación de vías. Son actividades de mantenimiento, mejoramiento o restauración de las vías públicas y/o privadas de la ruta de

movilización de los recursos planificada para la operación de reabandono, con el fin de garantizar el transporte y entrada a la locación sin ocasionar prejuicios a terceros o daños ambientales.

Adecuación de locación. Son las actividades de mejoramiento, nivelación del suelo entre otras, para garantizar la entrada/ salida y permanencia de los equipos y demás recursos para la ejecución de reabandono y/o abandono técnico del pozo.

Se recomienda realizar la instalación de las líneas laterales, conocidos como "oídos", del revestimiento de superficie, para poder ejecutar el abandono en superficie.

Para encontrar los oídos del revestimiento de producción, es necesario excavar varios pies hasta encontrarlos para fines del tapón de superficie.

**5.2.2.2 Planeación técnica de las operaciones.** Elaboración Well planing. Son los elementos necesarios para realizar la operación de abandono. Para esto, se tiene en cuenta el estado actual del pozo a ser reabanandonado para identificar las actividades y trabajos que se deben realizar, los equipos y herramientas necesarias entre otros.

Por lo anterior es importante recolectar toda la información más relevante del pozo, desde sus inicios cuando fue perforado. La siguiente información se considera importante para realizar un Well Planing completo:

- ❖ Estado mecánico del pozo (Profundidad, medidas de tuberías de revestimiento y completamiento, zonas productoras/injectoras.)
- ❖ Estado actual del pozo (Activo, Inactivo, Abandonado, Inyector.)
- ❖ Eventos importantes del pozo (Colapsos de tubería, pescados en fondo, aislamiento de zonas).
- ❖ Para pozos productores, tipo de sistema de levantamiento.

Con esa información, es posible realizar una planificación técnica y estimaciones de tiempo y costos de la operación.

Los elementos que hacen parte de un Well Planing son:

- ❖ Estado mecánico del pozo a reabandonar actualizado.
- ❖ Historia del pozo.
- ❖ Prognosis, que incluye:
  - Actividades a realizar con tiempos estimados.
  - Equipos y herramientas necesarias.
  - Cálculos de presiones y volúmenes de lechada.
  - Ubicación de los tapones.
- ❖ Justificación del reabandono
- ❖ Costo Estimado de Aprobación

**5.2.2.3 Elaboración permiso Ministerio de Minas y Energía.** Para empezar alguna operación de abandono o reabandono es de obligación presentar ante el Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, la Forma No. 7-CR, “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”.

De acuerdo con la Resolución 181495, para abandonar un pozo es necesario diligenciar la Forma 7-CR. En cuanto a pozos exploratorios secos, se debe anexar el programa detallado del trabajo.

Por otra parte, para un pozo seco o inactivo en un tiempo mayor de seis meses, con permiso previo del Ministerio, debe ser desmantelado las facilidades de superficie.

Por último, la Dirección de Hidrocarburos es la encargada de verificar y realizar el seguimiento necesario hasta culminar la operación.

### **5.2.3 Intervención**

**5.2.3.1 Adecuación cabeza de pozo.** Para iniciar cualquier tipo de intervención del pozo, se debe realizar trabajos de corte y soldadura para acondicionar la punta del revestimiento y el revestimiento de producción, realizando el trabajo en frío con el fin de poder instalar las BOP's. Este trabajo debe realizarse con las siguientes recomendaciones.

- ❖ Realización de reunión pre-operacional y de seguridad con todo el personal involucrado en la operación.
- ❖ Analizar los riesgos asociados a las operaciones y controles.
- ❖ Tomar continuamente medición de LEL (Límite de explosión)
- ❖ Se debe contar con apoyo de una ambulancia y equipo contra incendios durante todo el trabajo de soldadura.
- ❖ Tener en la locación los accesorios, herramientas y equipos necesarios para la operación.

**5.2.3.2 Movilización y armado del equipo de reabandono.** Los equipos que se pueden utilizar para el reabandono técnico de pozos son los siguientes:

- ❖ Equipos de reacondicionamiento de pozos (Workover).
- ❖ Equipos de tubería flexible (Coiled Tubing)
- ❖ Unidad de servicio rápido RSU (Rapid Service Unit)
- ❖ Equipos de cementación
- ❖ Otros aprobados para la operación.

El plan de movilización debe ser previamente aprobado por el personal de operación de subsuelo y mantenimiento. Se debe realizar un recorrido por la ruta preestablecida desde la ubicación inicial, hasta el pozo, para evaluar posibles riesgos en la vía, los puntos críticos para ubicar auxiliares viales y poblados,

escuelas u hospitales. Realizar una prueba de firmeza y estabilidad del suelo en la locación e identificar y probar los anclajes para el equipo. En cualquier caso si existe algún riesgo se debe corregir y mitigar.

El plan de movilización debe estar aprobado por la autoridad del caso.

Se debe realizar el Handover de la locación, por medio de la firma del mismo.

Realizar reunión pre operacional y de seguridad para la movilización y armado del equipo en la locación. El armado del equipo debe realizarse según lo establecido.

Recibir y reportar la hora de inicio de operación, por parte de la autoridad correspondiente.

**5.2.3.3 Control de Pozo.** Antes de intervenir el pozo es necesario verificar la historia del pozo y mantener suficiente fluido de control en los tanques (150 bls) con el fin de poder circular y controlar el pozo.

Registrar presiones THP y CHP. Si es el caso, conectar el Choke Manifold y línea de quema de gas TEA y circular directa y en reversa el fluido de control para desplazar el gas y controlar el pozo.

**5.2.3.4 Instalación de BOP (Blow Out Preventer).** Instalar en la cabeza del pozo el Set de preventoras ( Blind Ram, Pipe Ram, y preventor anular) y registrar prueba de presión. Instalar la Campana y el flow line.

**5.2.3.5 Moler los tapones de fondo.** Es necesario instalar la mesa de trabajo y demás equipos para iniciar operación.

Instalar Equipo Power Swivel, con el fin de generar la rotación de la sarta para la perforación de los tapones.

Armar BHA (Bottom Hole Assembly), con juntas de Drill Collar, para dar peso a la broca y facilitar la perforación de los tapones. Bajar BHA hasta profundidad de cada tapón del abandono anterior. Circular agua hasta obtener retornos limpios.

Realizar prueba de integridad al revestimiento con 500 PSI, presurizar el pozo por diez (10) minutos, si disminuye la presión menos del 10%, se considera en buen estado el revestimiento.

**5.2.3.6 Tapón de fondo.** Para el tapón de fondo se presentan a continuación, cronológicamente las actividades más relevantes, con la descripción pertinente:

- ❖ Instalar la unidad de cementación y accesorios
- ❖ Realizar charla pre-operacional y de seguridad.
- ❖ Realizar prueba de integridad a líneas de flujo de la cementación (chicksaw).
- ❖ Preparar volumen de lechada de cemento calculada con exceso del 10-15%.
- ❖ Bombear preflujo de agua fresca y volumen de lechada.

- ❖ Tomar muestra de cemento “testigo”.
- ❖ Desplazar lechada con agua fresca. Sub-desplazar un (1) barril de agua.
- ❖ Sacar tubería por encima del tope teórico, a velocidad no mayor a 15 pies por cada 15 minutos, con el fin de obtener un mejor balanceo del tapón.
- ❖ Desinstalar la unidad de cementación y accesorios.
- ❖ Esperar tiempo de fragüe, de acuerdo con pruebas de cementación.
- ❖ Bajar con tubería de trabajo y tocar tope teórico.
- ❖ Realizar prueba de integridad de revestimiento con 500 psi por 15 minutos. Si la caída de presión no es mayor al 10%, la cementación quedó bien.
- ❖ Con punta de tubería encima del tope del cemento, preparar y bombear píldora con inhibidor de corrosión (1% en volumen) y biocida (0,5 lb/bl), como soporte del tapón intermedio.

Sacar quebrando tubería de trabajo hasta llegar a 5 pies del tope del zapato de revestimiento.

**5.2.3.7 Cañoneo zapato del revestimiento de producción.** La operación de cañoneo consiste realizar unos perforados, que atraviesen la tubería de revestimiento hasta la formación, con el propósito de permitir a comunicación y flujo de la lechada de cemento por el espacio anular, y así evitar la migración de fluidos hacia superficie.

A continuación se presentan cronológicamente las actividades del cañoneo, para el revestimiento de producción, siguiendo con el orden de la intervención del pozo para su reabandono. Esta actividad se realiza de igual forma para el revestimiento de superficie.

Al tener la tubería de trabajo en la profundidad deseada, se realiza lo siguiente.

- ❖ Realizar charla pre-operacional y de seguridad previa al cañoneo de los intervalos (10 pies), del zapato del revestimiento de producción.
- ❖ Desinstalar campana y Flow line.
- ❖ Instalación de equipo de Wireline y lubricador para cañoneo.
- ❖ Realizar prueba con 500 psi a lubricador.
- ❖ Armar y bajar cañón.
- ❖ Realizar cañoneo
- ❖ Desinstalar lubricador de cañoneo y equipo de wireline.
- ❖ Instalar campana y flow line.
- ❖ Bajar BHA hasta la base de los perforados y circular agua con el fin de remover posible crudo o lodo atrapado entre el anular, circular hasta obtener retornos limpios.

**5.2.3.8 Cementación tapón intermedio.** Se debe realizar la misma operación del tapón de fondo, con el fin de asentar el tapón en la base teórica e inducir la lechada hacia los perforados para taponar el espacio anular entre el revestimiento

y la cara de la formación. Es importante abrir la válvula lateral del revestimiento de producción para dejar fluir la lechada por el espacio anular.

Al terminar la operación de cementación, se saca tubería quebrando para bombear píldora con inhibidor de corrosión (1% en volumen) y biocida (0,5 lb/bl), para servir como soporte del tapón de superficie y contrarrestar la corrosión y ataque microbiano a mediano y largo plazo.

**5.2.3.9 Cañoneo zapato del revestimiento de superficie.** Se realiza el mismo procedimiento del cañoneo para el revestimiento de producción, con el fin tener comunicación en el espacio anular para poder bombear la lechada de cemento.

Después, de haber circulado agua fresca para limpiar crudo y lodo se procede a realizar el tapón de superficie.

Para lo anterior, se realiza las siguientes actividades:

- ❖ Instalación del equipo de cementación y accesorios.
- ❖ Reunión pre-operacional y de divulgación del plan de cementación para bombear y balancear el tapón de superficie, de 120Pies hasta superficie.
- ❖ Probar integridad de líneas de flujo de cementación con 500 psi y 2000 psi.
- ❖ Preparar y mezclar lechada de cemento clase "G".
- ❖ Tomar muestra de cemento "testigo".
- ❖ Bombear preflujo de agua fresca (15 bls) y un volumen de lechada de cemento a máximo 0,5 BPM; Abrir válvula lateral "oídos" del revestimiento de superficie, y cerrar válvula lateral de revestimiento de producción y de tubería de trabajo, hasta obtener retornos en superficie por anular. Comparar densidad de retornos con densidad inicial de lechada, si es +/- 0,1 lpg de diferencia. Ok.
- ❖ Bombear volumen de lechada de cemento a máximo 0.5 BPM; Abrir válvula lateral "oídos" del revestimiento de producción, y cerrar válvula lateral de revestimiento de superficie y de tubería de trabajo, hasta obtener retornos en superficie por anular. Comparar densidad de retornos con densidad inicial de lechada, si es +/- 0,1 lpg de diferencia. Ok.
- ❖ bombear el resto de cemento hasta balancear tapón en revestimiento.
- ❖ Sacar quebrando tubería, a baja velocidad para obtener un buen balanceo. Comparar densidad de retornos con densidad inicial de lechada, si es +/- 0,1 ppg de diferencia. Ok.
- ❖ Desinstalar unidad de cementación y accesorios.
- ❖ Al culminar las actividades, se desinstala y retira elevador, llave hidráulica y mesa de trabajo.

**5.2.4 Actividades posteriores.** Retirar residuos y dejar aseada la locación.

Llenar el contrapozo con material arcilloso e instalar módulos de cerramiento.

Liberar equipo y cerrar Handover de locación y dejar el pozo listo para la instalación de monumento y placa de abandono.

Dejar el pozo marcado con su nombre legal.

### **5.3 TIEMPOS DE LA METODOLOGÍA DE REABANDONO Y ABANDONO**

Según la metodología y las actividades presentadas anteriormente, es posible realizar una estimación de los tiempos de cada una de las actividades detalladas y la sumatoria total de la operación. De esta manera es posible estimar costos, recursos, definir la logística y el alcance de la metodología para cumplir el objetivo

En la **Tabla 8**, se expone las actividades de intervención detalladas con el número promedio de horas para cada una de ella, para un reabandono y un abandono utilizando la misma metodología aplicada a un pozo tipo inactivo.

**Tabla 8.** Metodología de reabandono de pozos para el Campo la Cira Infantas.

Resumen de actividades intervención	Tiempo de ejecución (Horas)		Operación
	Reabandono	Abandono	
Desinstalar y alistar equipo y sus accesorios para movilizar al pozo.	2,00	2,00	Movilización locación
Realizar charla de seguridad antes de la movilización del equipo junto al jefe de equipo, supervisor; personal de la empresa de transporte de equipos, verificar ruta y protocolo de movilización.	0,50	0,50	Seguridad
Movilizar equipo de Workover y sus accesorios hasta el pozo.	12,00	12,00	Movilización
Instalar y armar equipo y sus accesorios instalar separador vertical, conectar pozo al desgasificador, acondicionar Choque Manifold y línea de quemadero, conservando la distancia máxima a la que debe quedar la "tea".	2,00	2,00	Movilización locación
Realizar reunión pre-operacional y de seguridad con todo el personal involucrado en la operación y para dar a conocer el Well Planning. Recibir y reportar hora de inicio de operaciones.	0,50	0,50	Seguridad
Mantener suficiente agua fresca en el tanque, para circular y controlar pozo. Almacenar 150 bls de agua.	0,25	0,25	Circulación
Realizar reunión pre-operacional y de seguridad con todo el personal involucrado en la operación de corte y soldadura de revestimiento. Analizar los riesgos asociados a las operaciones y controles. Durante el trabajo tomar continuamente medición de (LEL) y contar con el apoyo de ambulancia y carro contraincendios durante todo el trabajo de soldadura.	0,50	0,50	Seguridad

**Tabla 8.** (Continuación)

Resumen de actividades intervención	Tiempo de ejecución (horas)		Operación
	Reabandono	Abandono	
Acondicionar punta de revestimiento de producción; tomar y registrar (LEL) y si es necesario realizar trabajos de corte en frío de revestimiento de producción.	4,00	0,00	Rutina BOP
En punta de revestimiento, realizar soldadura de coupling necesario.	3,00	0,00	Acople BOP
Esperar una hora de enfriamiento de la soldadura.	1,00	0,00	Tiempo de espera
Instalar X-over, para acoplar e instalar set de BOPp's.	0,50	0,50	Rutina BOP
Instalar set se preventoras. (Blind ram + Pipe ram + Preventor anular).	2,00	2,00	
Probar Pipe ram y Blind ram a 1500 psi y BOP anular a 800 psi.	1,00	1,00	
Instalar campana y flow line (tubo conductor).	0,50	0,50	Circulación
Instalar plataforma de trabajo, llave de potencia de tubería y herramientas de manejo. Planchada, rampla y racks.	2,00	2,00	Rutina trabajo
Calibrar y medir cada componente del BHA de perforación.	0,50	0,50	
Armar BHA #1: Broca + bit sub + drill collar".	1,00	1,00	
Instalar Power Swivel y demás herramientas de rotación y circulación.	0,75	0,00	

**Tabla 8.** (Continuación)

Resumen de actividades intervención	Tiempo de ejecución (horas)		Operación
	Reabandono	Abandono	
Moler tapón de cemento reportado en estado mecánico. Moler hasta quedar sarta libre.	15,00	0,00	Cementación
Desinstalar Power Swivel.	0,75	0,00	Rutina trabajo
Profundizar BHA#1 adicionando drill collar y con tubería de trabajo, bajar hasta tope teórico 2do tapón de cemento.	2,50	0,00	
Realizar prueba de integridad al revestimiento con 500 psi.	0,75	0,00	Test presión
Instalar Power Swivel y demás herramientas de rotación y circulación.	0,75	0,00	Rutina trabajo
Moler tapón de cemento intermedio reportado dentro del revestimiento de producción. Moler hasta quedar sarta libre.	18,00	0,00	Cementación
Desinstalar Power Swivel.	0,75	0,00	Rutina trabajo
Profundizar BHA#1 adicionando tubería de trabajo "Drill Pipe" hasta tope teórico 3r tapón de cemento.	2,50	0,00	
Realizar prueba de integridad al revestimiento con 500 psi.	0,75	0,00	Test presión
Bombear y circular con suficiente agua hasta obtener retorno totalmente limpios en superficie.	1,40	0,00	Circulación
Sacar en dobles a la torre sarta de tubería de trabajo "Drill Pipe".	3,00	0,00	Rutina trabajo
Sacar quebrando BHA de perforación.	1,00	0,00	
Bajar BHA #2 (cuello dentado eue + sarta de tubería de trabajo "Drill Pipe") hasta tocar fondo o hasta profundidad teórica de tapón de fondo	3,50	3,50	

**Tabla 8.** (Continuación)

Resumen de actividades intervención	Tiempo de ejecución (horas)		Operación
	Reabandono	Abandono	
<b>CEMENTACIÓN TAPÓN DE FONDO</b>			
Instalación de unidad de cementación y accesorios.	0,50	0,50	Cementación
Reunión pre-operacional y de seguridad; para divulgar el plan y acciones de aseguramiento para balancear el tapón; para garantizar el aislamiento de los intervalos cañoneados frente al revestimiento.	0,25	0,25	Seguridad
Probar integridad de líneas de baja @ 500 psi y de alta @ 2000 psi de la unidad de cementación.	0,50	0,50	Rutina trabajo
Preparar y mezclar lechada de cemento Clase "G" (de 94 lbs/saco y rendimiento 1.47 cub. Ft/saco; 10-15% exceso), de densidad 14.2 lpg. Tomar testigo.	1,00	1,00	Cementación
bompear preflujo de 10.0 bls de agua fresca + volumen de lechada de cemento a 1.0 bpm.	1,00	1,00	
Desplazar la lechada de cemento con agua fresca. Sub-desplazar +/-1.0 bls de agua.	0,15	0,15	Circulación
Sacar quebrando y lavando juntas de la sarta de trabajo para dejar punta de tubería 400 pies arriba. Sacar la tubería a una velocidad no mayor de 15 pies por minuto para permitir un mejor balanceo del tapón.	0,60	0,60	Rutina trabajo
(Rig Down/ Desinstalar) unidad de cementación y accesorios.	0,50	0,50	Cementación
Esperar tiempo de fragüe del cemento.	7,00	7,00	
Bajar con tubería de trabajo para verificar tope de cemento, si el tope se encuentra por encima o +/- 10' por debajo de la profundidad, cementación ok, caso contrario consultar si es necesario repetir la cementación hasta lograr el objetivo.	1,00	1,00	
Hacer prueba de integridad del revestimiento con 500 psi por 15 minutos. Si la caída de presión no es mayor al 10%, ok. Informar y reportar resultados de la prueba.	0,50	0,50	Test presión

**Tabla 8.** (Continuación)

Resumen de actividades intervención	Tiempo de ejecución (horas)		Operación
	Reabandono	Abandono	
Con punta de tubería a +/- 10' por encima de la profundidad registrada del tope del tapón, preparar y bombear píldora 34 bls de (Inhibidor de corrosión (1% en vol.) + Biocida (0.5 lbs/bbl)) como colchón de soporte para el tapón de intermedio.	1,00	1,00	Circulación
Sacar quebrando la sarta de trabajo hasta +/- 5 pies arriba del zapato del revestimiento de producción.	2,00	2,00	Rutina trabajo
Desinstalar campana y flow line (tubo conductor).	0,50	0,50	Circulación
<b>ETAPA DE CAÑONEO SOMERO REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN</b>			
Realizar charla pre-operacional y de seguridad previa al cañoneo 10 pies.	0,25	0,25	Seguridad
(Rig up/ Instalar) unidad de Wireline (cañoneo) y lubricador.	0,75	0,75	Perforación
Realizar prueba al lubricador con 500 psi.	0,25	0,25	Test presión
Armar y bajar cañón.	0,50	0,50	Perforación
Cañonear casing de producción el intervalo de 10 pies.	0,50	0,50	
(Rig down/ Desinstalar) lubricador de cañoneo y unidad de Wireline.	0,50	0,50	
Bajar BHA #2 (cuello dentado + sarta de tubería de trabajo "Drill Pipe" hasta al frente a base de intervalo previamente cañoneado.	2,00	2,00	Rutina trabajo
Circular en directa con abundante agua (+/- 50 bls) con el objeto de remover posible crudo y lodo atrapado entre el anular del revestimiento. Circular hasta obtener retornos limpios en superficie por las salidas laterales "oídos".	2,00	2,00	Circulación
<b>CEMENTACIÓN TAPÓN INTERMEDIO</b>			
Reunión pre-operacional y seguridad de divulgación del plan para balancear el tapón intermedio. Durante la cementación se debe tener las salidas laterales abiertas, para permitir el ascenso de la lechada por el anular.	0,25	0,25	Seguridad
Probar integridad de líneas de baja @ 500 psi y de alta @ 2000 psi.	0,75	0,75	Rutina trabajo

**Tabla 8.** (Continuación)

Resumen de actividades intervención	Tiempo de ejecución (horas)		Operación
	Reabandono	Abandono	
Preparar y mezclar la lechada de cemento Clase "G" (de 94 lbs/saco y rendimiento 1.47 cub. Ft/saco;10-15% de exceso),de densidad 14.2 lpg, tomar testigo de cemento.	1,00	1,00	Cementación
Con punta de tubería; bombear pre-flujo de 10.0 bls de agua fresca + lechada de cemento a 1.0 bpm.	0,75	0,75	
Desplazar la lechada de cemento con agua fresca. Sub-desplazar +/-1.0 bls de agua.	0,25	0,25	Circulación
Sacar quebrando y lavando juntas de la sarta de trabajo para dejar punta a +/-300 pies. Sacar la tubería a una velocidad no mayor de 15 pies por minuto para permitir un mejor balanceo del tapón.	0,60	0,60	Rutina trabajo
(Rig down/ Desinstalar) unidad de cementación y accesorios.	0,50	0,50	Cementación
Esperar tiempo de fragüe del cemento.	7,00	7,00	
Bajar con tubería de trabajo para verificar tope de cemento, si el tope se encuentra por encima o +/- 10' por debajo de la profundidad, cementación ok, caso contrario consultar con operaciones si es necesario repetir la cementación hasta lograr el objetivo.	1,00	1,00	
Hacer prueba de integridad del revestimiento con 500 psi por 15 minutos. Si la caída de presión no es mayor al 10%, ok. Informar y reportar resultados de la prueba.	0,75	0,75	Test presión
Con punta de tubería a +/- 10' por encima de la profundidad registrada del tope del tapón intermedio, preparar y bombear píldora (Inhibidor de corrosión (1% en vol.) + Biocida (0.5 lbs/bbl)) como colchón de soporte para el tapón de superficie, cuya base será a +/- 120 pies.	1,00	1,00	Circulación
Sacar quebrando la sarta de trabajo + BHA de cementación.	1,50	1,50	Rutina trabajo
Desinstalar campana y flow line (tubo conductor).	0,75	0,75	Circulación
<b>CAÑONEO SOMERO DE REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE</b>			
Realizar charla pre-operacional y de seguridad previa al cañoneo de 10 pies.	0,25	0,25	Seguridad

**Tabla 8.** (Continuación)

Resumen de actividades intervención	Tiempo de ejecución (horas)		Operación
	Reabandono	Abandono	
(Rig up/ Instalar) unidad de Wireline (cañoneo) y lubricador.	0,75	0,75	Perforación
Realizar prueba al lubricador con 500 psi.	0,25	0,25	
Armar y bajar cañón.	0,50	0,50	
Cañonear Revestimiento de producción y de superficie.	0,50	0,50	
(Rig down/Desinstalar) lubricador de cañoneo y unidad de Wireline.	0,50	0,50	
Instalar campana y flow line (tubo conductor).	0,50	0,50	Circulación
Bajar juntas "Drill Pipe" hasta +/- 120 pies.	0,50	0,50	Rutina trabajo
Realizar prueba de inyectividad a máximo 100 psi. Circular en directa con abundante agua (+/- 50 bls) con el objeto de remover posible crudo y lodo atrapado entre los anulares de los revestimientos. Circular hasta obtener retornos limpios en superficie.	1,00	1,00	Circulación
<b>TAPÓN DE SUPERFICIE</b>			
(Rig up/Instalar) unidad de cementación y accesorios.	0,50	0,50	Cementación
Reunión pre-operacional y divulgación del plan a seguir para bombear y balancear el tapón de superficie (120 – superficie).	0,25	0,25	Seguridad
Probar integridad de líneas de baja @ 500 psi y de alta @ 2000 psi.	0,50	0,50	Rutina trabajo

**Tabla 8.** (Continuación)

Resumen de actividades intervención	Tiempo de ejecución (horas)		Operación
	Reabandono	Abandono	
Preparar y mezclar lechada de cemento Clase “G” (de 94 lbs/saco y rendimiento 1.47 cub. Ft/saco, 15% de exceso) de densidad 14.2 lpg, tomar testigo de cemento.	1,00	1,00	Cementación
Bombear pre-flujo de agua fresca + lechada de cemento así: Abrir válvula revestimiento superficie y circular parte del volumen de lechada de cemento hasta obtener retorno en superficie por el anular de superficie a máximo 0,5 bpm. Enseguida, cerrar y abrir válvula de revestimiento de producción y circular volumen de lechada de cemento hasta obtener retorno en superficie. Bombear y balancear en la tubería de trabajo, la lechada a 1,0 bpm.	1,50	1,50	
Sacar quebrando y lavando la sarta de trabajo, tubería “Drill Pipe”.	0,50	0,50	Rutina trabajo
(Rig down/ Desinstalar) unidad de cementación y accesorios.	0,50	0,50	Cementación
Retirar elevador, llave hidráulica, mesa de trabajo.	1,00	1,00	Rutina BOP
Desinstalar y lavar set de BOP’s	1,75	1,75	Rutina BOP
Retirar residuos y dejar aseada la locación, llenar contrapozo con material arcilloso compactándolo e instalar módulos de encerramiento, liberar equipo, cerrar handover y dejar pozo listo para instalar monumento y placa de abandono. Dejar marcado el nombre del pozo.	1,00	1,00	Movilización locación
<b>Total</b>	<b>137,25</b>	<b>81,35</b>	

**Fuente.** Ecopetrol S.A., Modificado por los autores

Con la estimación de tiempo para ambas operaciones, es posible calcular los costos diarios de equipos, tarifas de Company Man, además de las diferentes operaciones descritas.

El Well Planning de la operación se carga al Programa Open Wells, que utiliza la Compañía Ecopetrol S.A., para actualizar la información del pozo en el sistema y así llevar un registro cronológico de todos los eventos y operaciones ejecutadas para el pozo en estudio al igual que para los demás. En la **Figura 19**, se presenta una parte del Well Planning del pozo que se encuentra en Open Wells.

**Figura 19.** Well Planning del pozo en Open Wells.

ECOPETROL S.A.									
<b>1 General</b>									
<b>1.1 Customer Information</b>									
Company	ECOPETROL S.A.								
Representative									
Address									
<b>1.2 Well Information</b>									
Well	LA CIRA 436								
Project	LA CIRA			Site	LA CIRA SUR				
Rig Name/No.	PETROWORKS 121/121			Nombre del Evento	ABANDONO				
Fecha de Inicio*	1/15/2017			Fecha de Finalización	1/23/2017				
Fecha del Inicio de la Perforación	8/12/1929			UWI	CIRA0436				
Adive datum	Original KB @327.70ft (above Mean Sea Level)								
Alte No./Description	CIRA0436-OCT-11-30-2016 / ABANDONO								
<b>2 Summary</b>									
<b>2.1 Operation Summary</b>									
Date	Time Start-End	Duration (hr)	Phase*	Código*	Subcódigo*	P/N*	MD from (ft)	Operación*	
1/15/2017	15:00 - 17:00	2.00	0013	3000	3003	P		LIBERÓ EQUIPO A LAS 15:00 HRS 15/01/2017 EN EL POZO INF-346. BAJO SEGUNDA Y PRIMERA SECCIÓN DE TORRE. ALISTÓ CARGAS PARA MOVILIZAR.	
	17:00 - 23:00	6.00	0013	3000	3004	P		MOVILIZO 100% DE CARGAS DEL EQUIPO DESDE INF 346 HACIA LC 436 (017,6 KMS). ARMÓ EQUIPO 40%.	
	23:00 - 0:00	1.00	0013	3000	3006	P		CONTINUÓ ARME DE EQUIPO AL 60 %.	
1/16/2017	0:00 - 3:00	3.00	0013	3000	3006	P		CONTINUÓ ARME DE EQUIPO AL 100 %.	
	3:00 - 4:00	1.00	0013	1600	1602	F		RECIBIÓ EQUIPO FW-121 A LAS 03:00 HRS DEL 16 DE ENERO DE 2017. REALIZO CHARLA PRE OPERACIONAL Y DE SEGURIDAD DIVULGANDO EL PROGRAMA DE TRABAJO A SEGUIR, Y LOS RIESGOS PRESENTES A LAS PERSONAS, EQUIPOS Y MEDIO AMBIENTE.	
	4:00 - 6:30	2.50	0013	1000	1005	P		LIMPIÓ , LIMÓ CONEXIÓN EXTERNA DE LA PUNTA DEL CSG 11 3/4". LIMPIO DE CEMENTO APORTE INTERNA DEL RVTO .	
	6:30 - 8:30	2.00	0013	1000	1005	P		PRESENTO CABEZA FIT (11 3/4" BOX 10 R ABAJO X 11 3/4" 3 M FLANCHE ARRIBA) SOBRE PIN DE CASING 11 3/4". ENROSCÓ CABEZA FIT.	
	8:30 - 10:30	2.00	0013	1000	1007	P		INSTALO SET DE BOP'S 11" 5M . APRETÓ TORNILLERÍA.	
	10:30 - 11:00	0.50	0013	1000	1011	P		HABILITÓ CONEXIONES HIDRÁULICAS DEL SET DE BOP'S, LLENÓ BOP ENCONTRANDO FUGA EN CONEXIÓN DEL RVTO A LA CABEZA FIT	
	11:00 - 13:00	2.00	0013	1000	1005	P		REALIZO SOLDADURA ALREDEDOR DE LA CABEZA FIT ABAJO.	
	13:00 - 14:00	1.00	0013	1000	1011	P		REALIZO PRUEBA DEL SET DE BOP'S. (RAMS @ 1100 PSI Y ANULAR @ 700 PSI) CONTRA CEMENTO COMPACTO, PROBANDO IGUALMENTE CABEZAL FIT, OK. REALIZO PRUEBA DE ACUMULADOR (PRESION REMANENTE: 1700 PSI, TIEMPO CARGA: 1.5 MIN).	
	14:00 - 14:30	0.50	0013	1200	1214	P		INSTALO FLOW LINE Y CAMPANA.	
	14:30 - 16:00	1.50	0013	1100	1129	P		ARMÓ PARRILLA DE TRABAJO, INSTALO HERRAMIENTAS PARA MANEJO DE DC'S	
	16:00 - 18:30	2.50	0013	1100	1123	P		R/U POWER SWIVEL	
18:30 - 19:30	1.00	0013	1100	1104	P		ARMÓ BHA#1 DE MOLIENDA ASI: BROCA 10-5/8" TRC USADA + BIT SUB 6-5/8" REG X 3-1/2" IF + 1 JTA DC 4-3/4" LISA		
April 24, 2017 at 12:36 pm									
1									
OpenWells									

Fuente. Ecopetrol S.A.

#### **5.4 MAPA DE RUTA PARA LA METODOLOGÍA DE REABANDONO DE UN POZO TIPO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

En el **Diagrama 1**, se presenta el mapa de ruta para la operación de reabandono con la nueva metodología aplicado a los pozos del Campo la Cira Infantas.

**Diagrama 1.** Diagrama de Flujo de la Metodología de reabandono

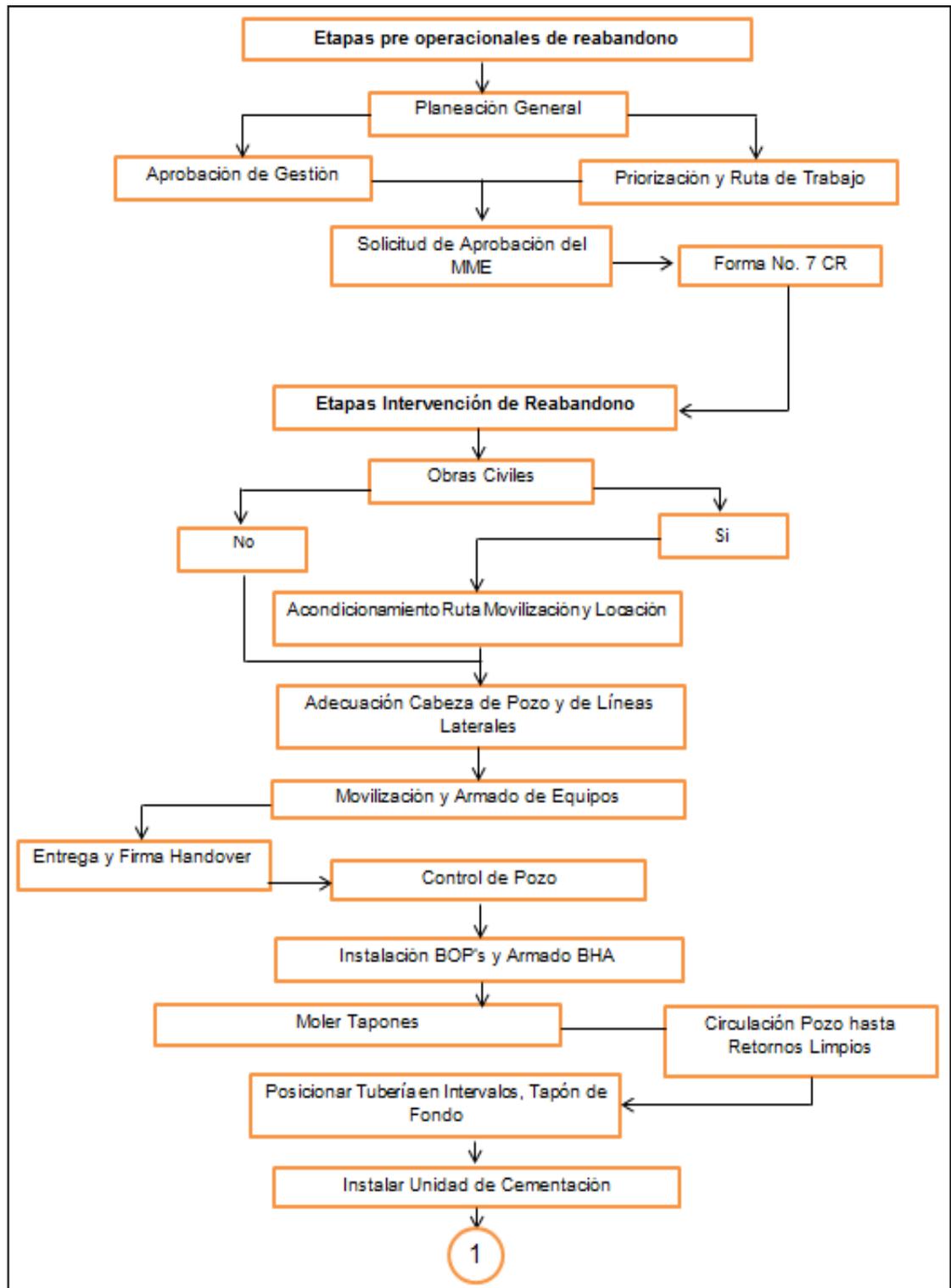


Diagrama 1. (Continuación)

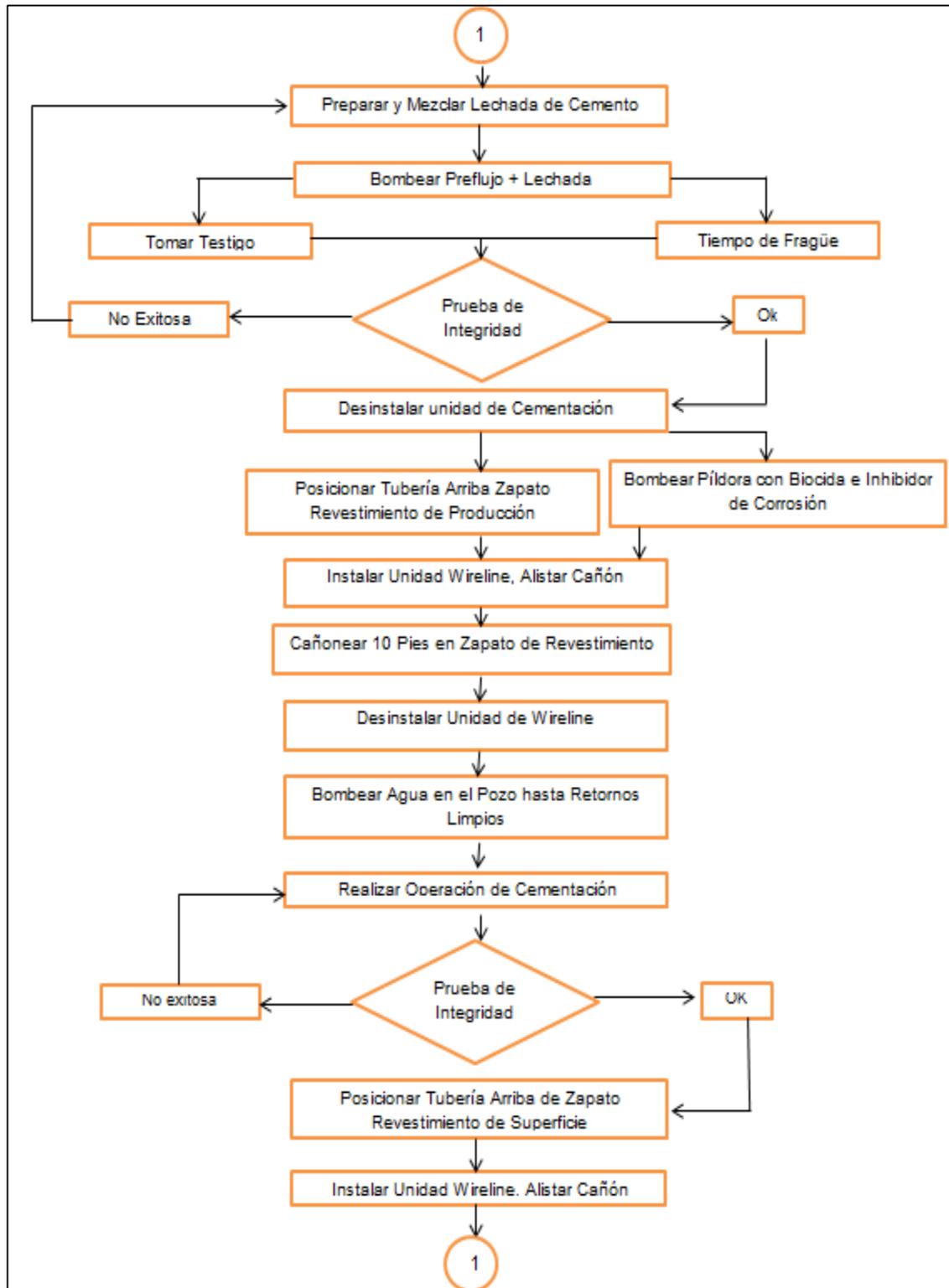


Diagrama 1. (Continuación)

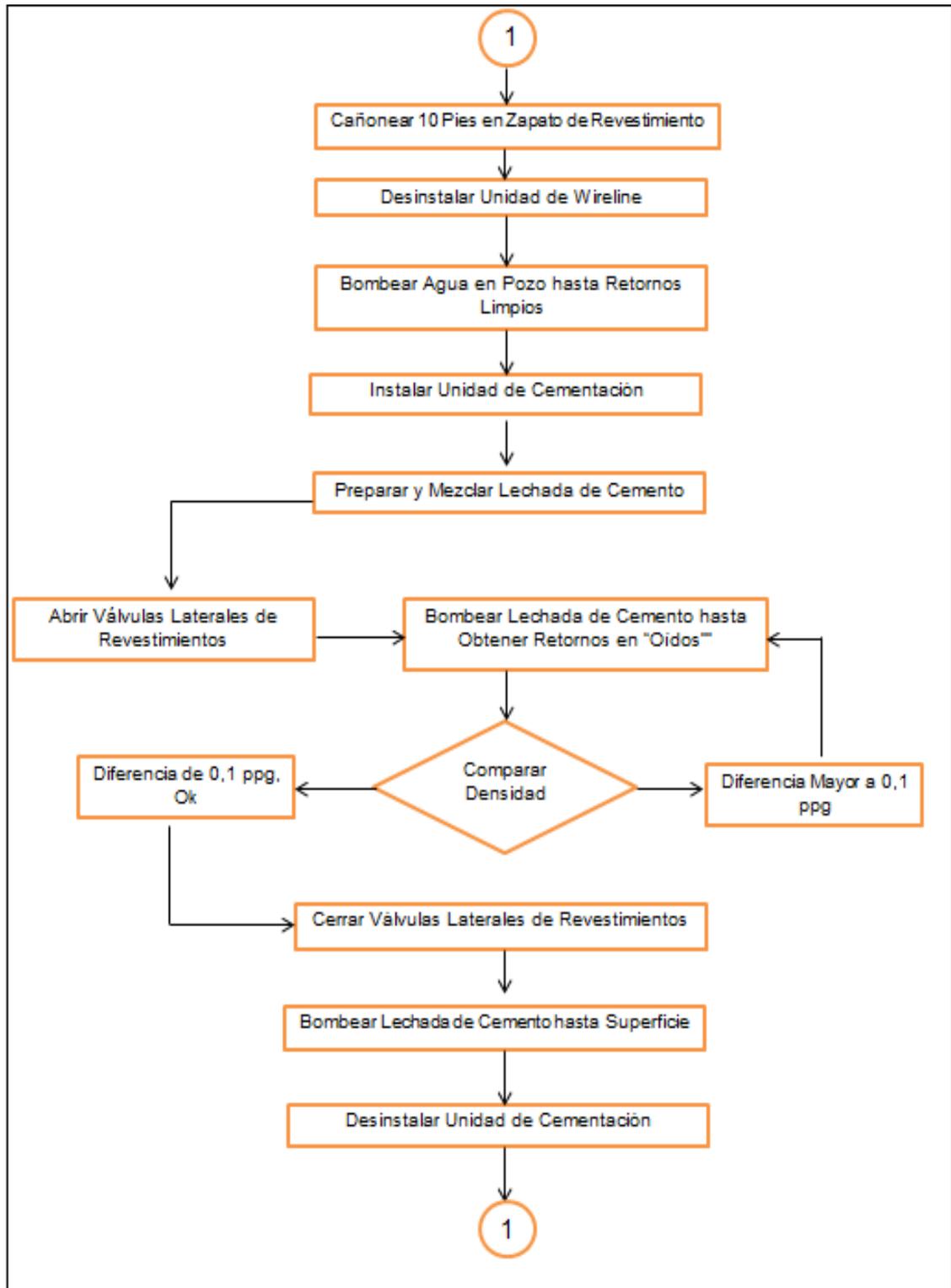
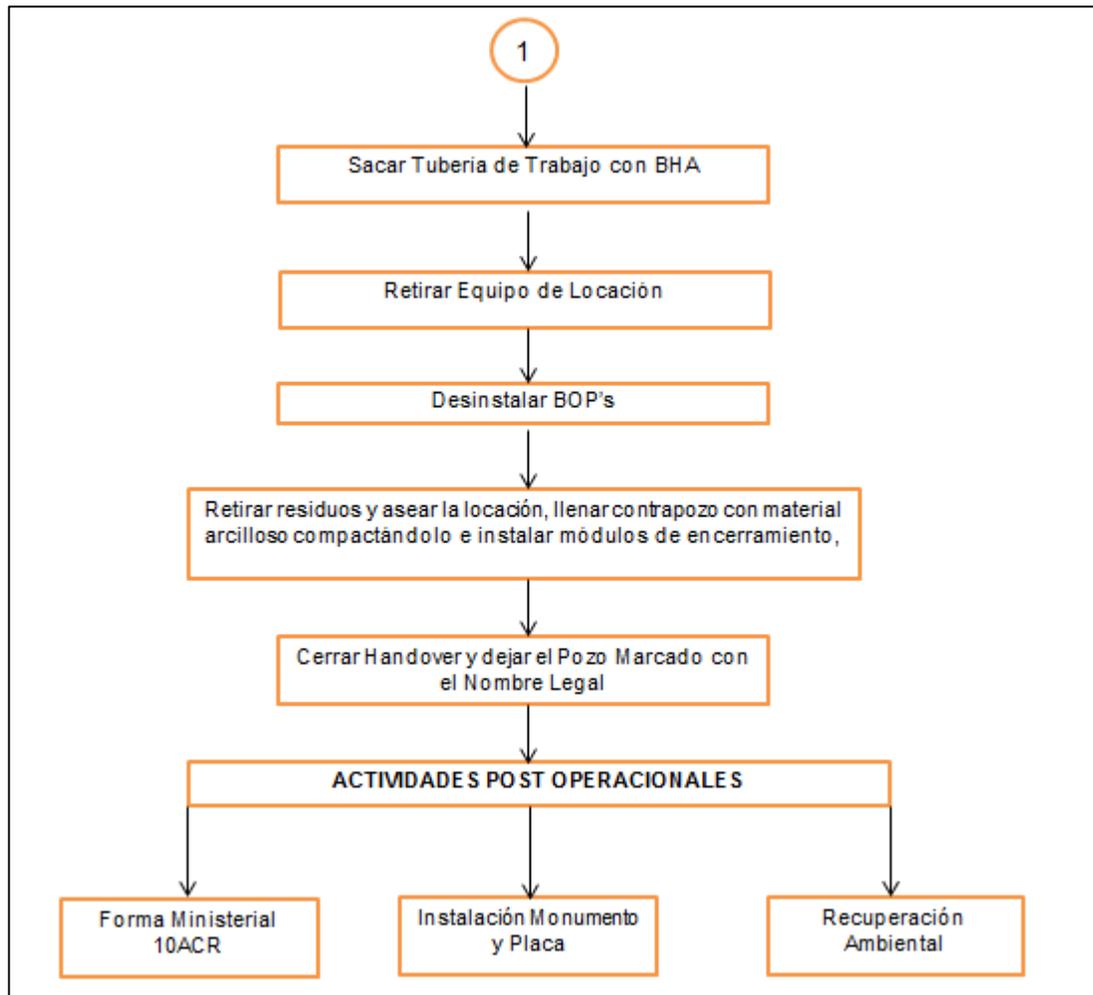


Diagrama 1. (Continuación)



## 6.IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO DE REABANDONO PARA EL POZO TIPO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

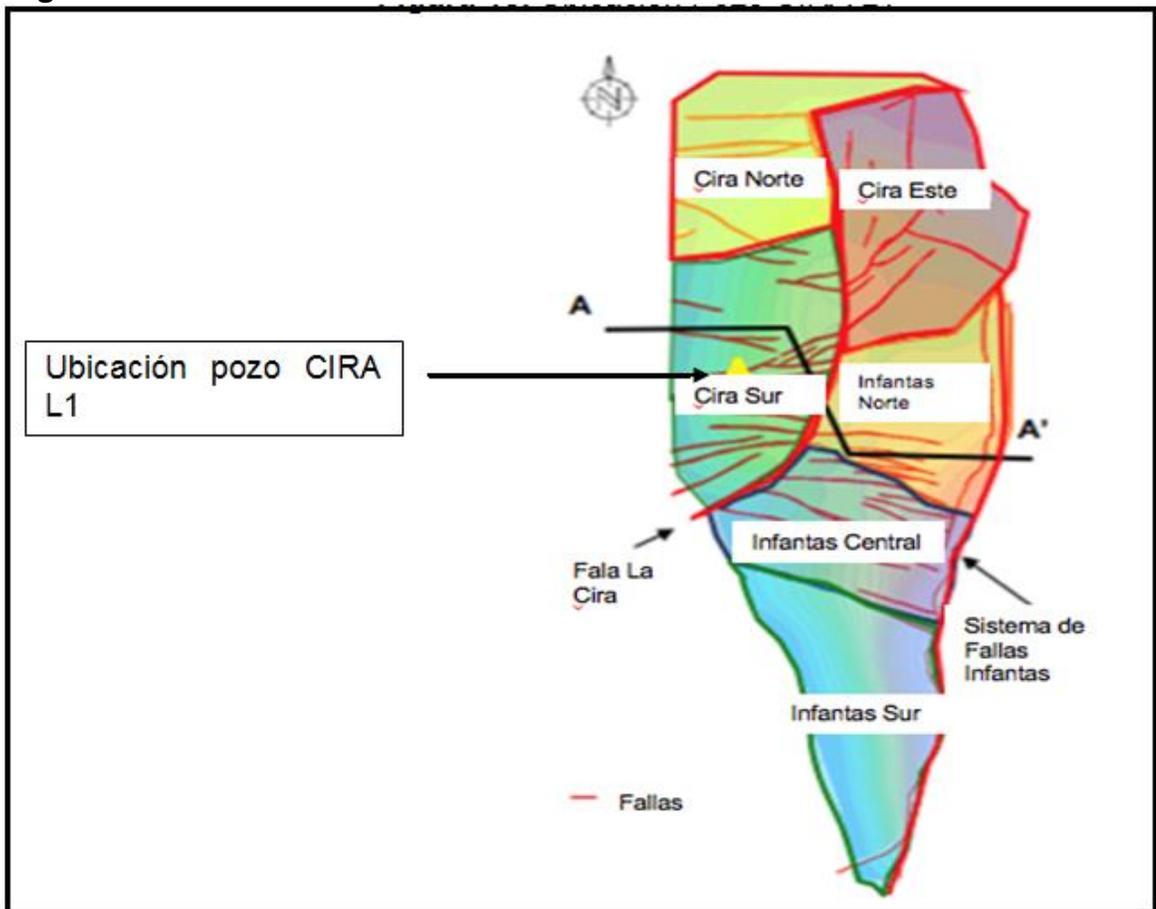
En este capítulo se describe y presenta la implementación de la nueva metodología de reabandono, expuesta en el capítulo 5, en un pozo tipo representativo del Campo la Cira Infantas.

Se introduce la información más relevante del pozo tipo y se describe las actividades ejecutadas de la metodología de reabandono.

### 6.1 POZO DE ESTUDIO

El pozo tipo en el cual se realiza el reabandono es el pozo CIRA L1, el cual se encuentra ubicado en el Campo La Cira, específicamente en el área sur del campo. Ver **Figura 20**

**Figura 20.** Ubicación Pozo CIRA L1



**Fuente.** Ecopetrol S.A., modificado por los autores.

Historia del Pozo CIRA L1. Se inició perforación del pozo, el día 30 de Octubre de 1929, con la siguientes secciones, presentadas en la **Tabla 9**.

**Tabla 9.** Datos Pozo CIRA L1

Datos de referencia		
Coord X (E/W)	1,032,376.30m	Original KB: 327,7 Pies
Coord Y (N/S)	1,264,802.30m	Nivel del Piso: 321,7 PIES
Secciones hueco		
Secciones	MD Tope (Pies)	MD Base (Pies)
22 " Hueco	6	74
17.5 " Hueco	74	645
13 " Hueco	645	3396

Fuente. Ecopetrol S.A

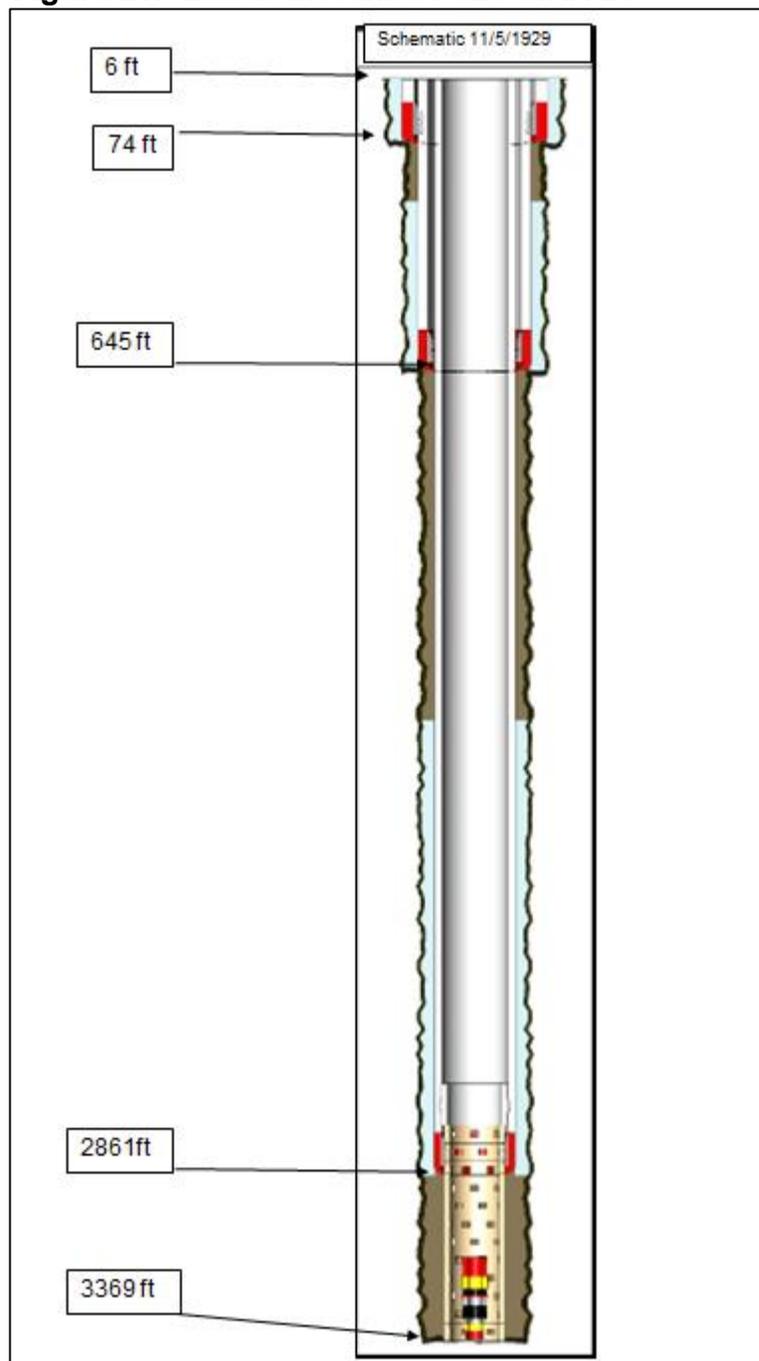
El pozo fue completado en 1948, con la siguiente configuración, que se muestra en la **Tabla 10**. En la **Figura 21**, se presenta el estado mecánico del pozo.

**Tabla 10.** Configuración revestimiento del pozo CIRA L1

Revestimiento								
Revestimiento de Superficie								
Componente	Tope MD (Pies)	Fondo MD (Pies)	Número de Juntas	OD (in)	Peso (lpg)	Grado	ID nominal	ID Drift Pies
Junta Revestimiento	6	73	3	20	90	J-55	19.19	18,936
Zapato Guía	73	74	1	20		J-55	19.19	
Revestimiento Intermedio								
Junta Revestimiento	6	644	24	15.5	70	J-55	14.7	14,45
Zapato Guía	644	645	1	15.5		J-55	14.7	
Revestimiento de Producción								
Junta Revestimiento	6	2860	103	11	54	J-55	10,88	9,95
Zapato Guía	2860	2861	1	11		J-55	10,88	9,95
Liner Ranurado								
Liner Hanger	2839	2840	1	9,75			8,625	
Liner Ranurado	2840	3369	24	8,25	24		8,097	
Liner Interno								
Liner Interno	3112	3363	8	3,5	9,3	J-55	2,992	2,867

Fuente. Ecopetrol S.A

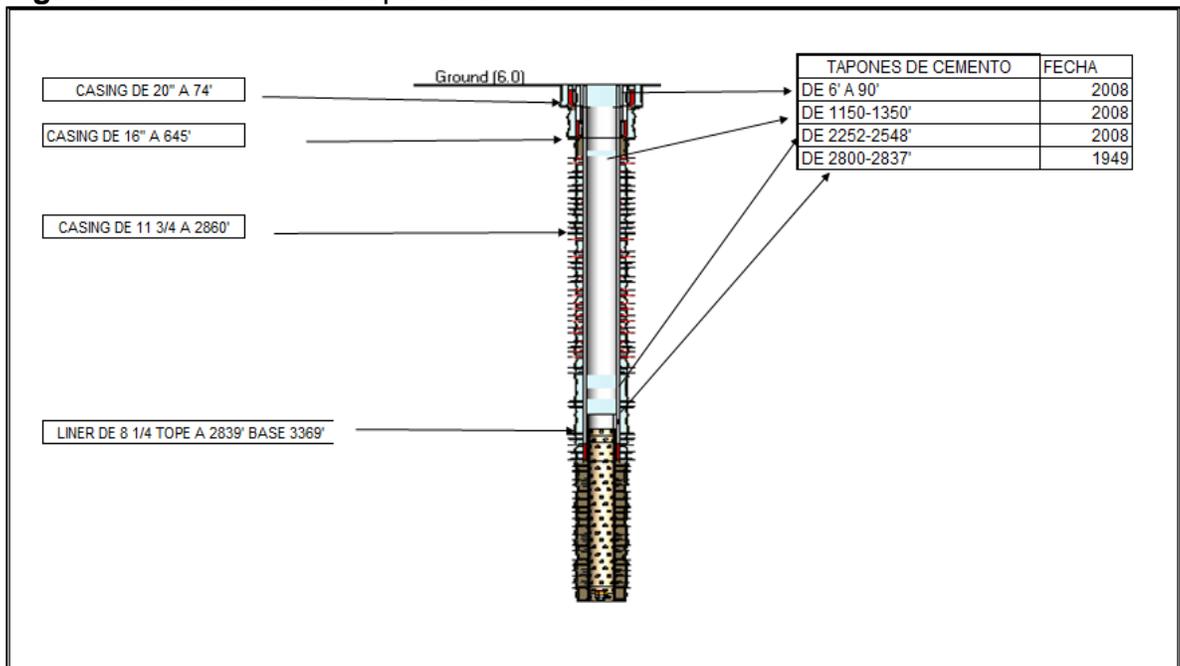
**Figura 21.** Estado mecánico Pozo CIRA L1



**Fuente.** Ecopetrol S.A., Modificado por los autores

En Octubre de 2008, se decide abandonar el pozo, al presentarse un problema operativo, en un trabajo de Servicio a pozo, en el cual quedó un “pescado” en fondo de 8 juntas de tubería de trabajo de 3 ½ pulgadas TBG EUE + 1 niple silla + BHA de PCP de producción. Se intentó durante 10 días recuperar el pescado pero la operación no fue exitosa, por lo anterior se determinó abandonarlo, bajo la metodología no convencional aplicada desde el año 2003. En la **Figura 22**, se presenta, el estado mecánico del pozo CIRA L1 con la ubicación de los tapones realizados en el abandono no convencional en el 2008.

**Figura 22.** Ubicación de tapones en el Pozo CIRA L1.



**Fuente.** Ecopetrol S.A., Modificado por los autores

Problema de brotes en superficie. Después de algunos años, se empezaron a presentar manifestaciones de crudo y agua en superficie, contaminando los alrededores del pozo, evidenciando la necesidad de intervenir el pozo para un reabandono eficiente. En la **Figura 23**, se observa los brotes de fluidos en superficie.

**Figura 23.** Brotes de fluido en superficie Pozo CIRA L1



**Fuente.** Ecopetrol S.A.. Modificado por los autores

## **6.2 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REABANDONO EN EL POZO CIRA L1**

En esta parte del capítulo, se realiza la descripción de la implementación de la metodología de reabandono en el pozo CIRA L1.

Este pozo fue reabandonado debido a los problemas de migración de fluidos en superficie que generaban a la contaminación en superficie y un potencial problema ambiental. En la **Tabla 11**, se presentan el orden de la actividades ejecutadas de la implementación.

**Tabla 11.** Orden de actividades de la nueva metodología de reabandono para el Pozo CIRA L1.

Item	Descripción	Observación	Evidencia
<b>Actividades previas</b>			
1	Revisión completa de la normatividad.	Resolución 181495 de 2009, Normativa API y Guía de Abandono de Ecopetrol S.A	
2	Diligenciamiento de la Forma No. 7-CR.	Se presenta ante el Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos	
3	Retiro de cargas y recursos de la locación.	Dificultad de retiro debido al mal estado de vías.	
4	Adecuación de las vías para realizar desplazamiento de los recursos necesarios.	Se garantiza el paso de los equipos y equipos de transporte desde ubicación temporal hasta el Pozo LA CIRA L1.	
<b>Intervención Pozo LA CIRA L1</b>			
5	Medición de límite de explosión (LEL) y se instala equipo de corte para cabeza de pozo.	La operación se realiza con equipo especial de soldadura.	

**Tabla 11.** (Continuación)

Item	Descripción	Observación	Evidencia
6	Excavación de 15 pies hasta encontrar revestimiento de superficie y de producción.	Se realiza instalación desalidas laterales "oidos" y se limpian los brotes de crudo y agua.	
7	Adecuación de cabeza de pozo LA CIRA L1.	Se alista cabeza de pozo para iniciar intervención.	
8	Movilización de equipo de 17.47 kilómetros hasta locación yarmado de equipo de workover PW121.	Se recibe equipo a las 03:00 horas de Enero 16 de 2017.	

**Tabla 11.** (Continuación)

Item	Descripción	Observación	Evidencia
9	Reunión pre-operacional y divulgación de Well Planning.	Presencia de Company Man y supervisores de las diferentes actividades.	
10	Instalación y soldada del cabezal FIT a punta de revestimiento de 11 3/4 pulgadas, para instalar BOP's.	Se instala las BOP's se prueban.	
11	Instalación de equipo Power Swivel.		
<b>Enero 16 de 2017</b>			
12	Perforación del primer tapón.	Broca de 10 5/8 pulgadas desde 6 pies hasta 75 pies (tope teórico a 90 pies) Parámetros: WOB: 3-5 klbs RPM: 50-70 Torque (TQ): 1300-1500 lb/pies Caudal (Q): 4-4.5 BPM Presión (P): 300-400 psi	Se evidencia retorno de agua con cemento molido sin rastro de aceite, se circula el pozo en cada conexión hasta tener retornos limpios.

**Tabla 11.** (Continuación)

Item	Descripción	Observación	Evidencia
13	Profundización con la sarta de trabajo.	Se perfora el tapón remanente hasta 343 pies y con circulación en el pozo Peso de 1-2 klbs.	
<b>Enero 18 de 2017</b>			
14	Profundización hasta tope teórico del tapón intermedio.	Tope del tapón intermedio a 1142 pies (1150 pies tope teórico), se circula fondo arriba sin encontrar evidencia de aceite. Se realiza prueba de integridad del revestimiento de 11 3/4 pulgadas a 600 psi por 15 minutos. Resultado: OK.	
15	Perforación de tapón intermedio.	perforación desde 1142 pies hasta 1339 pies (tope teórico 1350 pies) se da un avance lento de 12 horas. Parámetros: WOB: 5-7 klbs RPM: 80-100 Torque (TQ): 1200-1300 lb/pies Caudal (Q): 4-4.5 BPM Presión (P): 350-500 psi	Se evidencia retorno de agua con cemento molido sin rastro de aceite, se continúa circulando pozo en cada conexión y se bombea píldora viscosa cada 3 conexiones hasta tener retornos limpios 
16	Profundización con sarta de trabajo.	Desde 1339 pies hasta 2126 pies se continúa bajando con avance rápido. Parámetros: 79 pies/hora, peso 1-2 klbs, rotación de 60-70 RPM, circulación 4.5 BPM y 500 psi	

**Tabla 11.** (Continuación)

Item	Descripción	Observación	Evidencia
<b>Enero 19 de 2017</b>			
<b>Tapón de cemento de fondo</b>			
17	Se arma y baja BHA de cementación.	Configuración: Cuello dentado + 10 juntas de 2 7/8 pulgadas de conexión EUE + Drill Pipe en dobles	
18	Operación de cementación y balanceo de tapón, primera etapa (2.120 pies hasta 1.702 pies).	Tapón de fondo se realiza en dos etapas. 400 pies de longitud por etapa (50 Bls Capacidad máxima de equipos de Baker Hughes) Se bombean 10 barriles de agua fresca+ 50 barriles de lechada de 14,2 lpg y se desplaza con 6,5 barriles de agua.	
19	Se sacan 24 juntas de tubería, se circula y espera el tiempo de fragüe.	Circulación: En reversa, 20 Bls de agua para lavar tubería. Se limpia cash tank de cemento molido. Tiempo de fragüe: 7 Horas Con punta de sarta a 1.684 pies se circula hasta retorno de agua limpia. Se realiza prueba de integridad con 400 psi, la cual cae lentamente a 200 psi y luego se estabiliza.	Se baja sarta para verificar tope de cemento el cual se encuentra a 1.702 pies.
<b>Enero 20 de 2017</b>			
20	Se balancea tapón de segunda etapa hasta 1297 pies.	Se bombean 10 barriles de agua fresca + 50 barriles de lechada de 14,2 lpg y se desplaza con 4,7 barriles de agua	

**Tabla 11.** (Continuación)

Item	Descripción	Observación	Evidencia
21	Se sacan 24 juntas de Drill Pipe a los racks. Se limpia cash tank de cemento molido mientras se espera fragüe 7 Horas.	Circulación: En reversa, 20 Bls de agua para lavar tubería. Se limpia cash tank de cemento molido. Tiempo de fragüe: 7 Horas Con punta de sarta a 1.684 pies se circula hasta retorno de agua limpia. Se realiza prueba de integridad con 550 psi por 15 minutos, la cual sale correcta. Se circula hasta obtener retornos limpios.	Se baja sarta para comprobar cemento compacto a 1297 pies.
22	Se saca sarta de cementación.	Sarta de 2 7/8 pulgadas IF y EUE a la torre	
<b>Enero 21 de 2017</b>			
<b>Actividad de cañoneo.</b>			
23	Operación de Cañoneo.	Secciones: Intermedia (640Pies- 650 Pies) Superficie (69 Pies- 59 Pies). Se realiza cañoneo con revestimiento gun 4 ½ pulgadas a 2 TPP sin ninguna manifestación en superficie.	
<b>Tapón de cemento intermedio (670 pies- 397 pies).</b>			
24	Cementación de espacio anular revestimiento de producción.	Se baja sarta de cementación con empaque DH-1. Se circula en directa 80 barriles de lechada, quedando punta de sarta a 667 pies	No hay retorno por salida lateral del revestimiento de 20 pulgadas
25	Desasientamiento de empaque y circulación.	Circulación: En directa teniendo retornos de aceite por anulares de 11 ¾ pulgadas y 20 pulgadas. Se circula hasta obtener retornos limpios.	
26	Se balancea tapón intermedio.	Se bombean 10 barriles de agua fresca + 36 barriles de lechada de 14,2 lpg y se desplaza con 1,3 barriles de agua.	
27	Se sacan 7 juntas de sarta de cementación. Cementación de espacio anular revestimiento de superficie.	Se sienta empaque a 97 pies, se fuerzan 8 barriles de agua y se saca toda la sarta de cementación.	

**Tabla 11.** (Continuación)

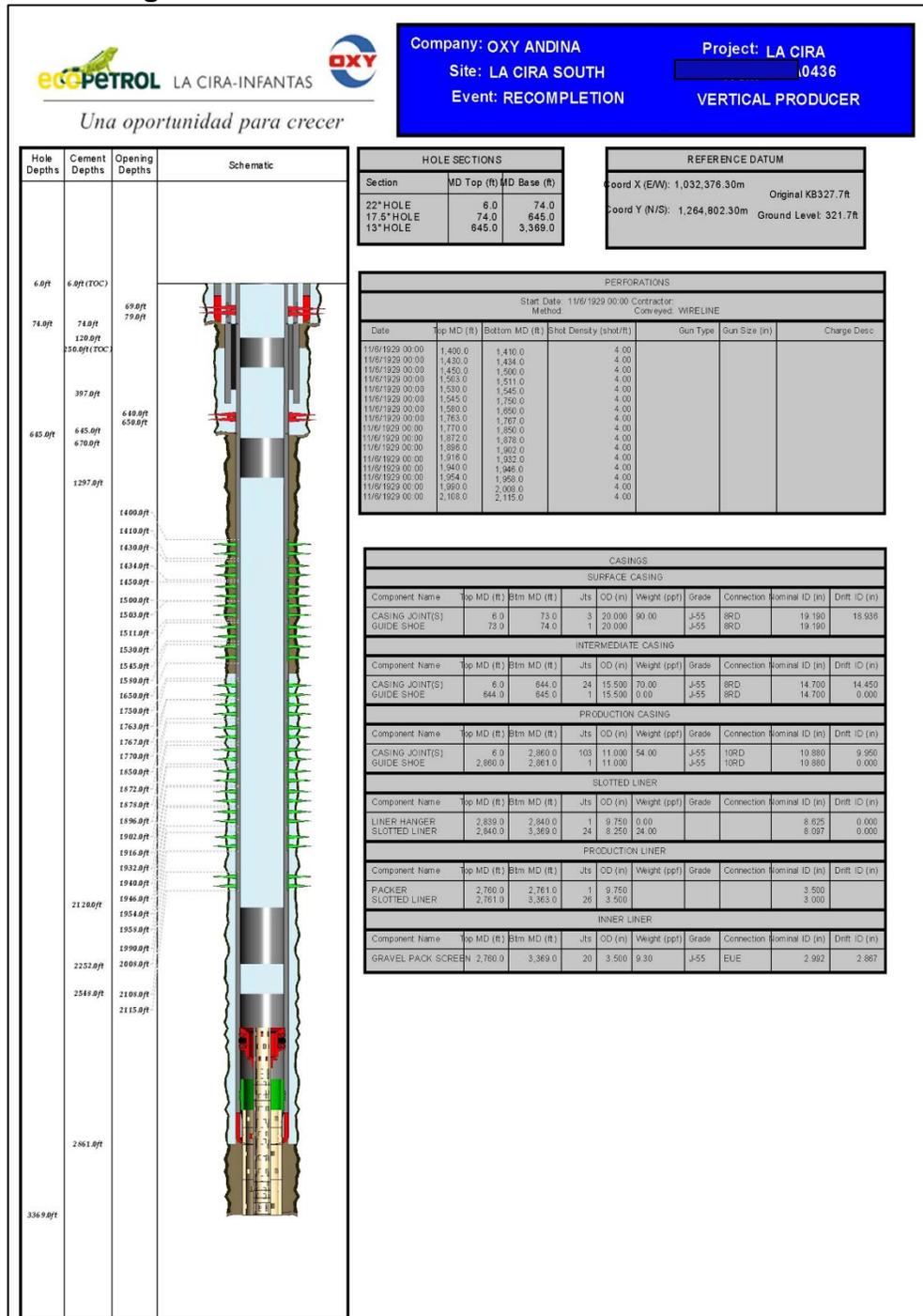
Item	Descripción	Observación	Evidencia
<b>Enero 22 de 2017</b>			
28	Tiempo defragüe.	7 Horas de fragüe.	Se baja sarta de cementación para comprobar compactación y tope a 397 pies.
29	Circulación.	Circulación: Hasta obtener retornos limpios. Se bombea píldora inhibidora de corrosión (1 % en volumen) y biocida (0,5 lbs/bl).	
30	Se saca sarta de cementación.	Profundidad 119 Pies.	
<b>Tapón de cemento de superficie (120 pies - 6 pies).</b>			
31	Circulación.	Con punta de sarta a 119 pies, se circula hasta obtener retornos limpios por anular de revestimiento de 11 ¾ pulgadas y 20 pulgadas.	
32	Tapón de superficie.	Intervalo 6 pies - 120 pies; Se bombean 10 barriles de agua fresca+ 55 barriles de lechada de 14,2 lpg.	
33	Se saca limpiando tres juntas de tubería.	Se desinstalan y se lavan los sets de BOP's de 11 pulgadas x 5M y cabeza FIT de 11 pulgadas	

**Tabla 11.** (Continuación)

Item	Descripción	Observación	Evidencia
34	Se retiran los residuos y se deja aseada la locación. Se llena el contrapozo con material arcilloso de manera que se compacte, se realiza la instalación de los módulos de encerramiento.	Se libera equipo a las 22:30 horas de Enero 22 de 2017	
35	Se deja pozo listo para instalar monumento y placa de abandono. El pozo lleva por nombre en placa de abandono CIRA L1.		
36	Instalación Placa y Monumento.	información Necesaria: Nombre del pozo, Status del pozo, Coordenadas, Profundidad total (Pies), Fecha de PERforación, Fecha de abandono, Producción o inyección acumulada, Motivo de abandono.	
37	Recuperación Ambiental de la locación		
38	Diligenciamiento de la Forma 10A	Se presenta ante el Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos	

En la **Figura 24**, se observa el estado mecánico actual del pozo LA CIRA L1.

**Figura 24. Estado Mecánico actual Pozo LA CIRA L1**



Fuente. Ecopetrol S.A

En la **Tabla 12**, se presenta los sacos de cemento utilizados para los tres tapones de cemento del reabandono y superficie. Los cálculos realizados se pueden ver en el **Anexo J**.

**Tabla 12.** Número de sacos de cemento utilizados para los tres tapones.

Tapón	Tope (Pies)	Base (Pies)	Cemento clase G (sx)	Observaciones
Fondo	2.120	1.702	191	Tapón de fondo Etapa I 14.2 lpg (50 Bls de lechada).
Fondo	1.702	1.297	191	Tapón de fondo Etapa II 14.2 lpg (50 Bls de lechada).
Intermedio	397	670	138	Tapón Intermedio, 14.2 lpg (36 Bls de lechada, 4 Bls forzados).
Superficie	6	120	204	Tapón de superficie 14.2 lpg (53 Bls de lechada).

De acuerdo con el Well Planning, se procedió de acuerdo a lo planificado. Sin embargo, los costos aumentaron debido al exceso de cemento necesario para el tapón intermedio y de superficie, ya que se bombeo la lechada hasta obtener retornos limpios y con la misma densidad. De igual forma, el aumento de costos está asociado al número de horas extras que se presentaron, en el primer diseño de la nueva metodología se contemplaba 137 horas y realmente fueron 177 horas. Referirse a **Tabla 13**, para ver el resumen de operaciones diarias, del programa de Open Wells el día que terminaron operaciones.

**Tabla 13.** Resumen de operaciones diarias, reabandono Pozo CIRA L1. (Día 8)

								
domingo, 22 de enero de 2017								
Equipo	Pozo	Descripción del Trabajo		Próximos Trabajos				
<u>PW-121</u>		Abandono / (30 BO) PCP Arenado						
Día: 8	Continuó esperando fragüe( 7hrs). Bajo sarta de cementación detectando "TOC" a 397'. Circulo hasta retornos limpios y posiciono píldora con inhibidor de corrosión (1% en Vol) y biocida (0,5 #/bl). Sacó tubería hasta punta de sarta a 119'. Circuló hasta retornos limpios por anular de revestimiento de 11 ¾" y de 20". Bombeo Tapón de superficie en el intervalo 6'-120' así: 10 bls de agua fresca+53 bls de lechada de 14.2 ppg . Sacó limpiando 3 juntas de tubería. N/D BOP's. Liberó equipo a las 22:30 Hrs del 22/Enero/17.LC-3910 Movilizando(5.5 kms) equipo, avance 70%.							
Presupuesto	\$93.298,95	Acumulado	\$97.192,33	Tiempo (Hrs)	154	Acumulado	177	Perdido (Hrs)
Op. Ahora:	Movilizando equipo, avance 70%.			Op. Sigue	Continuar movilización, Armar y recibir equipo.			

Fuente. Ecopetrol S.A ., modificado por los autores.

En la **Tabla 14**, se presenta los costos de la operación planeados y los reales, en dólares.

**Tabla 14.** Costos planeados Vs. reales de reabandono del Pozo CIRA L1.

<b>Descripción del Costo</b>	<b>Planeado USD</b>	<b>Real USD</b>
Movilización entre pozos.	9.112,37	9.112,37
Equipo Activo con cuadrilla.	38.391,14	40.738,02
Equipo Inactivo con cuadrilla.	1.483,53	4.326,96
Tarifa Vehículo Transporte.	5.093,97	7.461,99
Company Man.	1.749,22	2.010,47
Cargo Básico Unidad de Cementación.	10.140,00	10.140,00
Lechada para Taponos Balanceados hasta 4000Pies.	16.422,00	19.467,00
Aditivo cemento.	50,00	260,00
Cañón, Alta Penetración Tipo 1 y escolta militar.	10.313,90	5.314,35
Inhibidor de Corrosión; Presentación 1 Galón.	386,50	156,30
Biocida; Presentación 5 Galones.	156,29	156,29
<b>TOTAL</b>	<b>93.298,92</b>	<b>99.143,75</b>

**Fuente.** Ecopetrol S.A..

## **7. ANALISIS FINANCIERO**

El Campo La Cira Infantas es un campo maduro, el cual ha estado produciendo hidrocarburos por cerca de cien (100) años. Desde el año 2005 la Empresa Ecopetrol S.A. en conjunto con la empresa Occidental de Colombia (OXY) han generado un nuevo plan de desarrollo con el fin de incrementar la producción de crudo. Debido a la madurez del campo, la mayoría de los pozos son antiguos y por diferentes motivos fueron postulados para su abandono definitivo.

Desde el año 2003, se ejecutó una campaña de abandono para los pozos postulados, del total de pozos cerca de 100 quedaron mal abandonados debido a brotes de crudo, agua y gas en superficie, igualmente se identificó comunicación cruzada entre formaciones permeables. Por estas razones, se debe incurrir a un reabandono de los pozos para evitar sanciones legales y problemas ambientales a mediano y largo plazo. Con este proyecto se busca encontrar una metodología de abandono capaz de corregir oportunamente los problemas actuales presentados en los pozos abandonados, implementándola en un pozo tipo y de esta manera generar un escenario favorable con el fin que la compañía aplique la metodología para futuros abandonos.

Para la evaluación de la viabilidad financiera del proyecto, se enfoca el análisis desde el punto de vista de la compañía operadora (Ecopetrol S.A), de igual forma utilizando como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD), se utiliza una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) de la compañía operadora Ecopetrol S.A. del 12% efectivo anual, (E.A). El análisis transcurre en un horizonte de tiempo de un (1) año, con periodos mensuales y el indicador financiero es la metodología del Valor Presente Neto (VPN). Por último se realiza un análisis por escenarios de los costos de operación asociados al reabandono y abandono.

### **7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)**

El OPEX (operational expenditures), son todas aquellas actividades que generan un costo continuo asociados al funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Estos costos pueden ser clasificados como los costos de operación, de producción o de mantenimiento.

En el caso de estudio, el OPEX son los costos de operación por cada intervención para abandonar un pozo en el Campo La Cira Infantas.

Los costos de operación promedio para el abandono de un pozo en el Campo La Cira Infantas, están asociados a la actividad de mob-demob, es decir a la movilización de equipos entre locaciones en el campo, y la operación del abandono del pozo.

Para realizar el análisis financiero y los flujos de efectivo, se presentan los costos de las actividades más relevantes para el abandono de un pozo en el Campo La

Cira Infantas en base a la información y los contratos celebrados por parte de Ecopetrol S.A. para el presente año.

Las actividades están agrupadas en; Previas, intervención y posteriores.

La tarifa diaria del Company Man, es decir el representante en campo de la compañía operadora, no está agrupada en ninguna de las actividades anteriores, es independiente. En la **Tabla 15**, se presenta la tarifa diaria del Company Man, para los equipos de WO y RSU.

**Tabla 15.** Tarifa diaria de Company Man.

Descripción	USD
Servicio para Equipo WO y RSU Tipo A1	268,05

Fuente. Ecopetrol S.A

Actividades previas. Son las actividades que se ejecutan antes de cualquier intervención al pozo. Estas incluyen la movilización del equipo, tanto de reacondicionamiento (Workover) como de RSU (Rapid Service Unit), desde la base de la empresa prestadora de servicio y las obras civiles necesarias para adecuar la ruta de movilización de los equipos hacia el pozo, y la locación del mismo. Para el caso particular del Campo la Cira Infantas, los costos de obras civiles son mínimos, debido a que los pozos para ser abandonados y/o reabandonados se encuentran inactivos por varios años. Por lo anterior no se tienen en cuenta para el análisis.

Movilización Equipo de Workover y RSU: Los costos de la movilización, se dividen en dos: La movilización al campo y la movilización entre pozos, que se muestran en las **Tablas 16** y **17**. De acuerdo a Ecopetrol S.A, todos los pozos quedan a una distancia uno del otro menor o igual de 5 kms.

La movilización de los equipos que se maneja para el presente año se encuentra en las **Tablas 16** y **17**.

**Tabla 16.** Costos de movilización de Equipo de Workover

Movilización de equipo	USD
Movilización Inicial	34.281,24
Movilización entre Pozos con distancias entre 0.1 Kms y 5 kms.	6.098,98

Fuente. Ecopetrol S.A

**Tabla 17.** Costos de movilización de Equipo RSU

<b>Movilización de equipo</b>	<b>USD</b>
Movilización entre pozos	3.563,50

Fuente. Ecopetrol S.A.

Intervención. Son todas las actividades realizadas según el Well Planning de abandono o reabandono y que están presupuestadas o acordadas por parte de Ecopetrol S.A., esto incluye los costos del equipo de WO o RSU con la cuadrilla por día, los servicios de cañoneo y cementación, la tarifa del Company Man, además de tarifas de vehículos para transportar tuberías, accesorios, fluido y materiales. Cada uno de los valores se indica en las **Tablas 18,19,20 y 21**.

El costo diario de los equipos con la cuadrilla, se presentan en la **Tabla 18 y Tabla 19**. La selección de un equipo de WO y uno de RSU, fue tomada por Ecopetrol S.A y se debe al área de la locación, tiempos de movilización, disponibilidad de los equipos, priorización de la operación entre otros factores.

**Tabla 18.** Tarifa diaria de equipo de Workover.

<b>Equipo de WO</b>	<b>USD</b>
Equipo inactivo con cuadrilla	5.830,72

Fuente. Ecopetrol S.A

**Tabla 19.** Tarifa diaria de equipo RSU (Rapid Service Unit) con obrero de patio.

<b>Descripción</b>	<b>USD</b>
Equipo activo con cuadrilla y obrero de patio	6.347,72

Fuente. Ecopetrol S.A

La tarifa para la operación de cementación se presenta en la **Tabla 20**, incluye el set básico para la operación, el costo de barril de cemento hasta una profundidad de 4000 Pies, acorde a los pozos de la muestra y un aditivo para control de filtrado.

**Tabla 20.** Costos operación de cementación.

Descripción	Unidad	USD
Set básico para operaciones de abandono		10.400
Lechada para tapones balanceados hasta 4000 Pies	BBL	105
BJ FIBER	LB	10

Fuente. Ecopetrol S.A

La operación de cañoneo es la misma para todos los pozos. Son necesarios, 20 pies para ser cañoneados, la tarifa incluye los siguientes ítems expuestos en la **Tabla 21**.

**Tabla 21.** Costo operación de cañoneo somero.

Descripción	Unidad	USD
Cañoneo Casing Gun para operaciones de Abandono	Global	1.617,00
4 - 4 1/2" Carrier, cargados 2 SPF	PIE	163,00

Fuente. Ecopetrol S.A

El transporte de tuberías, accesorios y fluidos necesarios para la operación se describen en la **Tabla 22**, la tarifa es diaria.

**Tabla 22.** Tarifa diaria servicio de transporte.

Descripción	USD
Camión de vacío	295,88
Tractomula Cama alta	340,57
Carro tanque	263,91

Fuente. Ecopetrol S.A

Actividades posteriores. Son todas aquellas actividades necesarias para culminar el abandono en superficie, y recuperar de manera integral la locación. Esto incluye el servicio de construcción de la placa y monumento, la recuperación ambiental, cerramiento del pozo y el mantenimiento y limpieza de la locación después de haber sido intervenido. En la **Tabla 23**, se muestra la tarifa para las operaciones posteriores. Para el cálculo de mantenimiento y limpieza se tiene en cuenta los días de intervención de cada pozo de la muestra, ya que es proporcional al tiempo de la operación.

**Tabla 23.** Tarifa servicio de mantenimiento y limpieza en superficie.

Descripción	Unidad de pago	USD
Construcción monumento	UND	175,62
Construcción placa en concreto	M2	58.40
Cerramiento Pozo	UND	39.92
Servicio mantenimiento y limpieza superficie	DÍA	40,78

Fuente. Ecopetrol S.A

Para abril de 2017, están postulados 79 pozos para su abandono, incluyendo 8 para ser reabandonados. En la **Tabla 24**, se presenta la distribución en el horizonte de tiempo de los pozos postulados para su intervención.

**Tabla 24.** Pozos a ser intervenidos.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Abandono	6	7	6	5	7	8	7	6	5	6	4	4
Reabandono	1	0	2	1	0	0	0	1	1	1	0	1

**7.1.2 Ajuste por Inflación Abandono no convencional (2003 al 2008).** Para obtener el costo total de la operación de reabandono, es pertinente incluir los costos del abandono no convencional ejecutados durante los años 2003 y 2008.

Para calcular a dólares de hoy el costo de los abandonos no convencionales entre los años 2003 y 2008 se calcula con la inflación del dólar por cada año hasta el 2016. Para el caso de la muestra, 3 pozos han sido postulados para reabandono debido que fueron abandonados de forma no convencional en los siguientes años. Ver la **Tabla 25**.

**Tabla 25.** Pozos abandonados de forma no convencional.

Pozo	Tipo de pozo	Descripción	Equipo necesario	Año de abandono
INFA0010	Productor	Reabandono	WO	2004
INFA0107	Productor	Reabandono	WO	2005
INFA0151	Productor	Reabandono	WO	2006

Fuente. Ecopetrol S.A.

El costo promedio de la operación no convencional fue de 6.500 dólares para el año 2003. Con este valor, se calcula a dólares de hoy el costo de la operación de abandono con la **Ecuación 1**. En este caso el interés es la inflación anual (E.A) del dólar.

Con la **Ecuación 1**, es posible calcular el valor anual futuro para cada año del dólar con el interés del año anterior.

**Ecuación 1.** Formula interés compuesto

$$F = p (1 + i_c)^n$$

**Fuente.** BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera. Capítulo 1. 8va Ed. P 1.

Dónde:

$F$  = Valor futuro

$p$  = Valor Presente

$i_c$  = Interés Compuesto

$n$  = Número de periodos.

En la **Tabla 26**, se puede observar el valor promedio de los abandonos ejecutados desde el 2003 al 2008, acorde a la inflación anual del dólar.

**Tabla 26.** Costo abandono por pozo ajustado por inflación

Año	Inflación E.A	USD
2003	-	6.500,00
2004	2,500%	6.662,50
2005	2,799%	6.849,00
2006	3,808%	7.109,78
2007	-0,411%	7.080,56
2008	1,600%	7.193,85
2009	1,600%	7.308,95
2010	1,280%	7.402,47
2011	2,100%	7.557,92
2012	1,500%	7.671,30
2013	1,600%	7.794,03
2014	2,530%	7.991,22
2015	1,830%	8.137,46
2016	2,530%	<b>8.343,34</b>

A dólares de hoy, el costo del abandono no convencional promedio por pozo es de 8.343,34 USD. Este valor se adiciona al valor de los reabandonos promedio para obtener el valor real de la operación.

## 7.2 ESCENARIO UNO (1)

Este escenario, plantea el abandono y reabandono de los pozos postulados con los métodos ejecutados por Ecopetrol S.A., en los últimos años. En la **Tabla 27**, se presentan los costos de las operaciones por pozo obtenidas de los promedios de los abandonos y reabandonos ejecutados entre el 2016 y el 2017. Ver **Anexo L**.

**Tabla 27.** Costo promedio Operaciones. Escenario 1

Operación	USD
Abandono	73.822,53
Reabandono	102.241,61

Fuente. Ecopetrol S.A

El costo del abandono no convencional ajustado al 2016, se ha adicionado en el valor promedio de la operación de reabandono, presentando en la **Tabla 27**. Ver **Tabla 28**.

**Tabla 28.** Costo reabandono. Escenario 1.

Costo Reabandono	Costo Abandono No Convencional	TOTAL USD
102.241,61	8.343,34	110.584,95

En la **Tabla 29**, se presenta los costos promedios de abandono y reabandono del escenario actual.

**Tabla 29.** Costo por pozo, Escenario 1.

Operación	USD
Abandono	73.822,53
Reabandono	110.584,95

Fuente. Ecopetrol S.A.

Con los costos promedio de las operaciones es posible calcular los costos totales de la intervención de los 79 pozos postulados.

En la **Tabla 30**, se presentan los costos totales mensuales de los pozos postulados para ser intervenidos, en el escenario 1.

**Tabla 30.** Costos de operación. Escenario 1

<b>Periodo</b>	<b>Operación</b>	<b>Costo por pozo</b>	<b>Número de pozos</b>	<b>USD</b>
<b>(Mes)</b>				
1	Abandono	73.822,53	6	442.935,18
	Reabandono	110.584,95	1	110.584,95
			<b>Total Periodo 1</b>	<b>553.520,13</b>
2	Abandono	73.822,53	7	516.757,71
	Reabandono	110.584,95	0	0,00
			<b>Total Periodo 2</b>	<b>516.757,71</b>
3	Abandono	73.822,53	6	442.935,18
	Reabandono	110.584,95	2	221.169,90
			<b>Total Periodo 3</b>	<b>664.105,08</b>
4	Abandono	73.822,53	5	369.112,65
	Reabandono	110.584,95	1	110.584,95
			<b>Total Periodo 4</b>	<b>479.697,60</b>
5	Abandono	73.822,53	7	516.757,71
	Reabandono	110.584,95	0	0,00
			<b>Total Periodo 5</b>	<b>516.757,71</b>
6	Abandono	73.822,53	8	590.580,24
	Reabandono	110.584,95	0	0,00
			<b>Total Periodo 6</b>	<b>590.580,24</b>

**Tabla 30.** (Continuación)

<b>Periodo</b>	<b>Operación</b>	<b>Costo por pozo</b>	<b>Número de pozos</b>	<b>USD</b>
<b>(Mes)</b>				
7	Abandono	73.822,53	7	516.757,71
	Reabandono	110.584,95	0	0,00
			<b>Total Periodo 7</b>	<b>516.757,71</b>
8	Abandono	73.822,53	6	442.935,18
	Reabandono	110.584,95	1	110.584,95
			<b>Total Periodo 8</b>	<b>553.520,13</b>
9	Abandono	73.822,53	5	369.112,65
	Reabandono	110.584,95	1	110.584,95
			<b>Total Periodo 9</b>	<b>479.697,60</b>
10	Abandono	73.822,53	6	442.935,18
	Reabandono	110.584,95	1	110.584,95
			<b>Total Periodo 10</b>	<b>553.520,13</b>
11	Abandono	73.822,53	4	295.290,12
	Reabandono	110.584,95	0	0,00
			<b>Total Periodo 11</b>	<b>295.290,12</b>
12	Abandono	73.822,53	4	295.290,12
	Reabandono	110.584,95	1	110.584,95
			<b>Total Periodo 12</b>	<b>405.875,07</b>

### **7.3 ESCENARIO DOS (2)**

Este escenario, plantea el abandono y reabandono de los pozos postulados, con la metodología propuesta en este trabajo. Para la estimación de costos, se ha tomado una muestra de diez (10) pozos, que se encuentran en la **Tabla 31**, con el nombre del pozo, tipo de pozo, descripción y equipo necesario para la operación, con el fin de definir los costos promedios de abandono y de reabandono.

**Tabla 31.** Muestra Pozos para abandono y reabandono.

Pozo	Descripción	Equipo necesario
INFA0010	Reabandono	WO
INFA0039	Abandono	WO
INFA0107	Reabandono	WO
INFA0140	Pulling varilla y tubería	RSU
CIRA0143	Pulling varilla y tubería	RSU
INFA0151	Reabandono	WO
INFA0161	Inactivo	WO
INFA0165	Pulling varilla y tubería	RSU
INFA0183	Pulling varilla y tubería	RSU
CIRA0212	Pulling varilla y tubería	RSU

Fuente. Ecopetrol S.A

En el **Anexo M**, se presentan los pozos de la muestra con la información más relevante de cada uno de ellos, y su estado mecánico más reciente.

En cada una de las siguientes tablas se presentan los costos de las actividades para cada pozo que hace parte de la muestra.

En la **Tabla 32**, se presenta la tarifa del Company Man para cada uno de los pozos. El costo por pozo es igual a la tarifa diaria por el número de días de trabajo en la operación. La tarifa se obtuvo de la **Tabla 15**.

**Tabla 32.** Tarifa del Company Man según días de trabajo.

Pozo	Días de operación	Company Man	
		Día	TOTAL USD
INFA0010	8	268,05	2.144,37
INFA0039	5	268,05	1.340,23
INFA0107	8	268,05	2.144,37
INFA0140	4	268,05	1.072,19
CIRA0143	4	268,05	1.072,19
INFA0151	8	268,05	2.144,37
INFA0161	5	268,05	1.340,23
INFA0165	4	268,05	1.072,19
INFA0183	4	268,05	1.072,19
CIRA0212	4	268,05	1.072,19

**7.3.1 Costos actividades previas.** El costo de la movilización se obtuvo de la **Tabla 16** y **Tabla 17** según el tipo de equipo.

Para los Equipos de Workover, el costo por pozo es igual a la movilización inicial (**Tabla 16.** USD 34.281,24) dividida por el número de pozos intervenidos por el equipo (5), más la tarifa de movilización entre pozos.

El cálculo de movilización para cada pozo a ser intervenido por el equipo de Workover, se presenta en la **Tabla 33**.

**Tabla 33.** Tarifa por pozo de movilización Equipo de Workover.

Pozo	Equipo necesario	Movilización inicial	Movilización entre pozos distancia 0.1 y 5 kms	TOTAL USD
INFA0010	WO	6.856,25	6.098,98	12.955,22
INFA0039	WO	6.856,25	6.098,98	12.955,22
INFA0107	WO	6.856,25	6.098,98	12.955,22
INFA0151	WO	6.856,25	6.098,98	12.955,22
INFA0161	WO	6.856,25	6.098,98	12.955,22

En la **Tabla 34**, se presenta los costos de las actividades previas.

**Tabla 34.** Costos de actividades previas para cada pozo. Escenario 2.

<b>Pozo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Equipo necesario</b>	<b>Movilización entre 0.1 a 5.0 kms</b>	<b>TOTAL USD</b>
INFA0010	Reabandono	WO	12.955,22	12.955,22
INFA0039	Abandono	WO	12.955,22	12.955,22
INFA0107	Reabandono	WO	12.955,22	12.955,22
INFA0140	Pulling varilla y tubería	RSU	3.563,50	3.563,50
CIRA0143	Pulling varilla y tubería	RSU	3.563,50	3.563,50
INFA0151	Reabandono	WO	12.955,22	12.955,22
INFA0161	Abandono	WO	12.955,22	12.955,22
INFA0165	Pulling varilla y tubería	RSU	3.563,50	3.563,50
INFA0183	Pulling varilla y tubería	RSU	3.563,50	3.563,50
CIRA0212	Pulling varilla y tubería	RSU	3.563,50	3.563,50

**7.3.2 Costos actividades de Intervención.** Para los costos de los equipos, se obtuvieron de la **Tabla 18** y **Tabla 19** según equipo, el estado del pozo y los números de días de duración promedio de la operación, que se presentan en la **Tabla 35**.

**Tabla 35.** Días promedio de operación por pozo

Pozo	Días de operación
INFA0010	8
INFA0039	5
INFA0107	8
INFA0140	4
CIRA0143	4
INFA0151	8
INFA0161	5
INFA0165	4
INFA0183	4
CIRA0212	4

Fuente. Ecopetrol S.A.

En la **Tabla 36**, se presenta las tarifas de los equipos por pozo, por el número de días de las operaciones.

Para revisar la tarifa del Equipo de Workover, referirse a la **Tabla 18**, para la tarifa del Equipo RSU referirse a la **Tabla 19**.

**Tabla 36.** Costos de equipos por pozo.

Pozo	Días de operación	Tarifa Diaria		Equipo	USD
		Equipo WO	Equipo RSU		
INFA0010	8	5.830,72	6.347,72	WO	46.645,79
INFA0039	5	5.830,72	6.347,72	WO	29.153,62
INFA0107	8	5.830,72	6.347,72	WO	46.645,79
INFA0140	4	5.830,72	6.347,72	RSU	25.390,87
CIRA0143	4	5.830,72	6.347,72	RSU	25.390,87
INFA0151	8	5.830,72	6.347,72	WO	46.645,79
INFA0161	5	5.830,72	6.347,72	WO	29.153,62
INFA0165	4	5.830,72	6.347,72	RSU	25.390,87
INFA0183	4	5.830,72	6.347,72	RSU	25.390,87
CIRA0212	4	5.830,72	6.347,72	RSU	25.390,87

Para la cementación se realizaron los cálculos de cementación para cada pozo según su estado mecánico y longitud de tapones. Los cálculos se encuentran en el **Anexo N**.

En la **Tabla 37**, se presenta los costos de la cementación por pozo, que se dividen en la tarifa base, el costo de la lechada y la tarifa del aditivo. Las tarifas se obtuvieron de la **Tabla 20**.

La concentración del aditivo es de 0,13 lbm/bl de acuerdo a la pruebas de laboratorio de cementación.

**Tabla 37.** Costos de cementación por pozo.

Pozo	Tarifa Base USD	Lechada			Aditivo		TOTAL USD
		Numero de barriles	Costo por Barril	USD	Costo por libra	USD	
INFA0010	10.400,00	148	105,00	15.540,00	10,00	192,40	26.132,40
INFA0039	10.400,00	59	105,00	6.195,00	10,00	76,70	16.671,70
INFA0107	10.400,00	140	105,00	14.700,00	10,00	182,00	25.282,00
INFA0140	10.400,00	84	105,00	8.820,00	10,00	109,20	19.329,20
CIRA0143	10.400,00	47	105,00	4.935,00	10,00	61,10	15.396,10
INFA0151	10.400,00	72	105,00	7.560,00	10,00	93,60	18.053,60
INFA0161	10.400,00	117	105,00	12.285,00	10,00	152,10	22.837,10
INFA0165	10.400,00	91	105,00	9.555,00	10,00	118,30	20.073,30
INFA0183	10.400,00	138	105,00	14.490,00	10,00	179,40	25.069,40
CIRA0212	10.400,00	214	105,00	22.470,00	10,00	278,20	33.148,20

Para la operación de cañoneo, se obtuvieron los datos de la **Tabla 21** y se presentan en la **Tabla 38**. Para la metodología se utilizan veinte (20) Pies de cañoneo, diez (10) para el zapato del revestimiento de producción y otros diez (10) para el zapato del revestimiento de superficie.

**Tabla 38.** Costos de cañoneo por pozo.

Pozo	Tarifa Base USD	Operación Cañoneo			TOTAL USD
		Tarifa por pies	Pies	USD	
INFA0010	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
INFA0039	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
INFA0107	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
INFA0140	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
CIRA0143	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
INFA0151	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
INFA0161	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
INFA0165	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
INFA0183	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00
CIRA0212	1.617,00	163,00	20	3.260,00	4.877,00

A continuación, en la **Tabla 39** se presentan los costos de intervención, de los equipos, la cementación y cañoneo, para obtener el total de los costos de intervención por pozo.

**Tabla 39.** Costos de actividades de intervención para cada pozo. Escenario 2.

<b>Pozo</b>	<b>Equipo</b>	<b>Costo Equipo</b>	<b>Costo Cementación</b>	<b>Costo Cañoneo</b>	<b>TOTAL USD</b>
INFA0010	WO	46.645,79	26.132,40	4.877,00	77.655,19
INFA0039	WO	29.153,62	16.671,70	4.877,00	50.702,32
INFA0107	WO	46.645,79	25.282,00	4.877,00	76.804,79
INFA0140	RSU	25.390,87	19.329,20	4.877,00	49.597,07
CIRA0143	RSU	25.390,87	15.396,10	4.877,00	45.663,97
INFA0151	WO	46.645,79	18.053,60	4.877,00	69.576,39
INFA0161	WO	29.153,62	22.837,10	4.877,00	56.867,72
INFA0165	RSU	25.390,87	20.073,30	4.877,00	50.341,17
INFA0183	RSU	25.390,87	25.069,40	4.877,00	55.337,27
CIRA0212	RSU	25.390,87	33.148,20	4.877,00	63.416,07

**7.3.3 Costos actividades posteriores.** La tarifa de placa y monumento es igual para cada pozo y se obtuvo de la **Tabla 23**. Incluye los siguientes costos. Ver **Tabla 40**.

**Tabla 40.** Costo Placa y monumento por pozo en dólares

Placa	Monumento	Cerramiento	TOTAL
58,40	175,62	39,90	273,92

El costo de transporte para el camión de vacío, el carrotanque y la tractomula se define por la tarifa diaria de cada uno de los tipos de transporte por el número de días de operación de la intervención de cada pozo. Ver **Tabla 41**.

Para ver tarifa de transporte, referirse a la **Tabla 22**.

**Tabla 41.** Costos de Transporte por pozos.

Pozo	Días de operación	Camión de Vacío		Carrotanque		Tractomula Cama alta		TOTAL USD
		Tarifa diaria	USD	Tarifa Diaria	USD	Tarifa diaria	USD	
INFA0010	8	295,88	2.367,04	340,57	2.724,56	263,91	2.111,28	7.202,88
INFA0039	5	295,88	1.479,40	340,57	1.702,85	263,91	1.319,55	4.501,80
INFA0107	8	295,88	2.367,04	340,57	2.724,56	263,91	2.111,28	7.202,88
INFA0140	4	295,88	1.183,52	340,57	1.362,28	263,91	1.055,64	3.601,44
CIRA0143	4	295,88	1.183,52	340,57	1.362,28	263,91	1.055,64	3.601,44
INFA0151	8	295,88	2.367,04	340,57	2.724,56	263,91	2.111,28	7.202,88
INFA0161	5	295,88	1.479,40	340,57	1.702,85	263,91	1.319,55	4.501,80
INFA0165	4	295,88	1.183,52	340,57	1.362,28	263,91	1.055,64	3.601,44
INFA0183	4	295,88	1.183,52	340,57	1.362,28	263,91	1.055,64	3.601,44
CIRA0212	4	295,88	1.183,52	340,57	1.362,28	263,91	1.055,64	3.601,44

El costo de mantenimiento y limpieza de cada pozo es igual a la tarifa diaria por el número de días que está contemplada la intervención. Ver **Tabla 42**.

Para revisar la tarifa de mantenimiento y limpieza por pozos diaria, referirse a la **Tabla 23**.

**Tabla 42.** Costo de servicio de mantenimiento y limpieza por pozo

Pozo	Días de operación	Mantenimiento y Limpieza		TOTAL USD
		Tarifa diaria	USD	
INFA0010	8	40,78	326,24	326,24
INFA0039	5	40,78	203,90	203,90
INFA0107	8	40,78	326,24	326,24
INFA0140	4	40,78	163,12	163,12
CIRA0143	4	40,78	163,12	163,12
INFA0151	8	40,78	326,24	326,24
INFA0161	5	40,78	203,90	203,90
INFA0165	4	40,78	163,12	163,12
INFA0183	4	40,78	163,12	163,12
CIRA0212	4	40,78	163,12	163,12

La **Tabla 43**, presenta los costos de las actividades postoperativas y el costo total por pozo.

**Tabla 43.** Costos de actividades postoperativas para cada pozo. Escenario 2

Pozo	Placa y monumento	Servicio de Transporte	Servicio de Mantenimiento y Limpieza	TOTAL USD
INFA0010	273,92	7.202,88	326,24	7.803,04
INFA0039	273,92	4.501,80	203,90	4.979,62
INFA0107	273,92	7.202,88	326,24	7.803,04
INFA0140	273,92	3.601,44	163,12	4.038,48
CIRA0143	273,92	3.601,44	163,12	4.038,48
INFA0151	273,92	7.202,88	326,24	7.803,04
INFA0161	273,92	4.501,80	203,90	4.979,62
INFA0165	273,92	3.601,44	163,12	4.038,48
INFA0183	273,92	3.601,44	163,12	4.038,48
CIRA0212	273,92	3.601,44	163,12	4.038,48

En la **Tabla 44**, se presenta los costos totales de las operaciones para cada pozo, es decir la sumatoria de cada una de las actividades de abandono o reabandono, según el caso, por pozo de la muestra.

**Tabla 44.** Costos totales de la operación de abandono y reabandono para cada pozo. Escenario 2

Pozo	Descripción	Estado	Pre	Intervención	Company Man	Post	Total USD
INFA0010	Reabandono	Inactivo	12.955,22	77.655,19	2.144,37	7.803,04	100.557,83
INFA0039	Abandono	Inactivo	12.955,22	50.702,32	1.340,23	4.979,62	69.977,39
INFA0107	Reabandono	Inactivo	12.955,22	76.804,79	2.144,37	7.803,04	99.707,43
INFA0140	Pulling varilla y tubería	Activo	3.563,50	49.597,07	1.072,19	4.038,48	58.271,23
CIRA0143	Pulling varilla y tubería	Activo	3.563,50	45.663,97	1.072,19	4.038,48	54.338,13
INFA0151	Reabandono	Inactivo	12.955,22	69.576,39	2.144,37	7.803,04	92.479,03
INFA0161	Abandono	Inactivo	12.955,22	56.867,72	1.340,23	4.979,62	76.142,79
INFA0165	Pulling varilla y tubería	Activo	3.563,50	50.341,17	1.072,19	4.038,48	59.015,33
INFA0183	Pulling varilla y tubería	Activo	3.563,50	55.337,27	1.072,19	4.038,48	64.011,43
CIRA0212	Pulling varilla y tubería	Activo	3.563,50	63.416,07	1.072,19	4.038,48	72.090,23

Según los costos obtenidos en la **Tabla 44**, es posible calcular el promedio de las actividades de reabandono y abandono con la nueva metodología. Referirse a **Tabla 45** y **Tabla 46**, para ver obtención de costo promedio de ambas operaciones.

**Tabla 45.** Costo promedio operación de reabandono.

Pozo	Descripción	USD
INFA0010	Reabandono	100.557,83
INFA0107	Reabandono	99.707,43
INFA0151	Reabandono	92.479,03
<b>TOTAL</b>		292.744,28
Número de pozos reabandonados.		3
<b>PROMEDIO</b>		<b>97.581,43</b>

**Tabla 46.** Costo promedio operación de abandono.

Pozo	Descripción	USD
INFA0039	Abandono	69.977,39
INFA0140	Abandono	58.271,23
CIRA0143	Abandono	54.338,13
INFA0161	Abandono	76.142,79
INFA0165	Abandono	59.015,33
INFA0183	Abandono	64.011,43
CIRA0212	Abandono	72.090,23
<b>TOTAL</b>		453.846,52
Número de pozos abandonados.		7
<b>PROMEDIO</b>		<b>64.835,22</b>

Referirse a **Tabla 47**, para costo promedio de las operaciones.

**Tabla 47.** Costo por pozo, Escenario 2

Operación	USD
Abandono	64.835,22
Reabandono	97.581,43

El costo del abandono no convencional ajustado al 2016, se ha adicionado en el valor promedio de la operación de reabandono. Ver **Tabla 48**.

**Tabla 48.** Costo reabandono. Escenario 2.

<b>Costo Reabandono</b>	<b>Costo Abandono No Convencional</b>	<b>TOTAL USD</b>
97.581,43	8.343,34	105.924,77

En la **Tabla 49**, se presenta los costos promedios de abandono y reabandono del escenario actual.

**Tabla 49.** Costo por pozo, Escenario 2.

<b>Operación</b>	<b>USD</b>
Abandono	64.835,22
Reabandono	105.924,77

Con los costos promedio de las operaciones es posible calcular los costos totales de la intervención de los 79 pozos postulados.

En la **Tabla 50**, se presentan los costos totales mensuales de los pozos postulados para ser intervenidos, en el escenario 2.

**Tabla 50.** Costo de operación, Escenario 2.

<b>Periodo</b>	<b>Operación</b>	<b>Costo por pozo</b>	<b>Número de pozos</b>	<b>USD</b>
<b>(Mes)</b>				
1	Abandono	64.535,22	6	387.211,32
	Reabandono	105.924,77	1	105.924,77
<b>Total Periodo 1</b>				<b>493.136,09</b>
2	Abandono	64.535,22	7	451.746,54
	Reabandono	105.924,77	0	0,00
<b>Total Periodo 2</b>				<b>451.746,54</b>
3	Abandono	64.535,22	6	387.211,32
	Reabandono	105.924,77	2	211.849,54
<b>Total Periodo 3</b>				<b>599.060,86</b>
4	Abandono	64.535,22	5	322.676,10
	Reabandono	105.924,77	1	105.924,77
<b>Total Periodo 4</b>				<b>428.600,87</b>
5	Abandono	64.535,22	7	451.746,54
	Reabandono	105.924,77	0	0,00
<b>Total Periodo 5</b>				<b>451.746,54</b>
6	Abandono	64.535,22	8	516.281,76
	Reabandono	105.924,77	0	0,00
<b>Total Periodo 6</b>				<b>516.281,76</b>

Tabla 50. (Continuación)

Periodo	Operación	Costo por pozo	Número de pozos	USD
(Mes)				
7	Abandono	64.535,22	7	451.746,54
	Reabandono	105.924,77	0	0,00
			<b>Total Periodo 7</b>	<b>451.746,54</b>
8	Abandono	64.535,22	6	387.211,32
	Reabandono	105.924,77	1	105.924,77
			<b>Total Periodo 8</b>	<b>493.136,09</b>
9	Abandono	64.535,22	5	322.676,10
	Reabandono	105.924,77	1	105.924,77
			<b>Total Periodo 9</b>	<b>428.600,87</b>
10	Abandono	64.535,22	6	387.211,32
	Reabandono	105.924,77	1	105.924,77
			<b>Total Periodo 10</b>	<b>493.136,09</b>
11	Abandono	64.535,22	4	258.140,88
	Reabandono	105.924,77	0	0,00
			<b>Total Periodo 11</b>	<b>258.140,88</b>
12	Abandono	64.535,22	4	258.140,88
	Reabandono	105.924,77	1	105.924,77
			<b>Total Periodo 12</b>	<b>364.065,65</b>

## 7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para llevar a cabo la evaluación financiera del proyecto se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN). Según Guillermo Baca<sup>39</sup>, en su libro Ingeniería financiera el indicador VPN representa en dólares de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, y con este indicador se facilita la decisión financiera de realizar o no un proyecto.

En la **Ecuación 2** se muestra la fórmula matemática del indicador VPN, que se define como la sumatoria de los flujos de caja a dólares de hoy.

---

<sup>39</sup> BACA, G. "Capítulo 9 VPN". Ingeniería financiera. Fondo educativo Panamericano. Octava Edición. 2005. P 197.

## Ecuación 2. Formula del índice del Valor Presente Neto

$$VPN(i) = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente. Baca C., Guillermo. Ingeniería Económica: Valor Presente Neto. 2005 p. 197

Donde  $i$  es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja, y en este caso es la TIO de Ecopetrol S.A.

$F$  corresponde a los flujos netos efectivo.

$n$  corresponde al número de periodos uniformes de tiempo.

VPN o el resultado obtenido es a dólares de hoy.

Como estamos utilizando la metodología del Valor Presente Neto VPN, su resultado se interpreta como a dólares de hoy cuánto vale el proyecto.

**7.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO).** La Tasa de interés de Oportunidad (TIO)<sup>40</sup>, es la tasa más alta que un inversionista sacrifica para realizar un proyecto, es decir que el inversionista tiene definido el monto máximo de capital que pretende arriesgar con el fin de realizar un proyecto que le genere beneficios. Con la TIO se determina el VPN de los flujos del proyecto.

La tasa de interés de oportunidad (TIO) para proyectos de inversión por parte de la empresa Ecopetrol S.A., es de 12% efectivo anual.

Para los flujos de efectivo, es necesario pasar la TIO, de efectivo anual a efectivo mensual, debido a que el horizonte de tiempo transcurre en un (1) año con periodos mensuales.

Para obtener ese valor se utiliza la **Ecuación 3**, y se resuelve para obtener el interés mensual

### Ecuación 3. Interés anual a mensual

$$(1 + i_{anual})^1 = (1 + i_{mensual})^{12}$$

**FUENTE.** Baca C., Guillermo.  
Ingeniería Económica: Interés  
Compuesto. 2005 p. 24

<sup>40</sup> G. BACA, "Capítulo 9 VPN". Ingeniería financiera. Fondo educativo Panamericano. Octava Edición. 2005. P 197.

**Ecuación 4.** Tasa de interés de oportunidad (TIO) mensual de Ecopetrol S.A.

$$i_{mensual} = \sqrt[12]{1 + 0,12} - 1 = 0,00948=0,948\%$$

En la **Ecuación 4**, se resuelve el valor de la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) mensual, que es del 0.948%.

## 7.5 FLUJO DE EFECTIVO

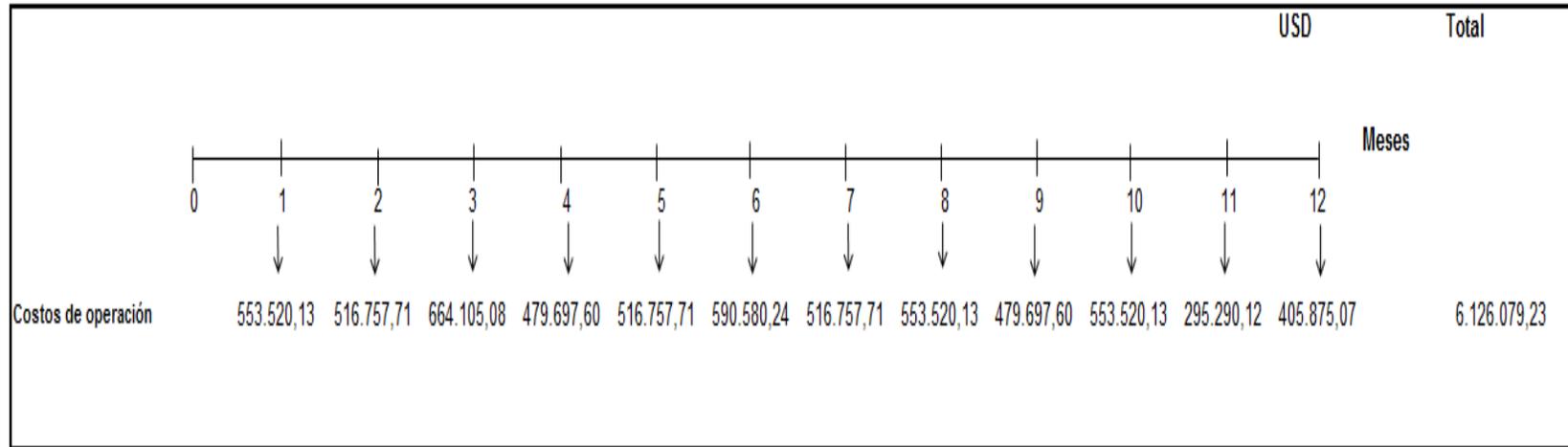
Los flujos de efectivo, también denominados flujos de caja, son representaciones gráficas de la variación de ingresos y egresos en un periodo determinado de tiempo.

Para cada uno de los escenarios propuestos al principio del capítulo, se realiza un flujo de efectivo con la metodología del VPN para obtener a dólares de hoy el costo de las operaciones en ambos escenarios y así, poder concluir cual es la más viable financieramente.

Para ambos flujos de efectivo se tiene en consideración los costos del abandono no convencional para los pozos postulados para ser reabandonados. El valor del abandono no convencional se encuentra en la **Tabla 26**.

**7.5.1 Flujo de efectivo Escenario uno (1).** En este escenario, se tiene en cuenta los costos de los abandonos no convencionales a dólares de hoy más los costos promedio asociados al reabandono y los costos de abandono promedio. Ver **Diagrama 2**.

**Diagrama 2.** Flujo efectivo escenario uno (1).

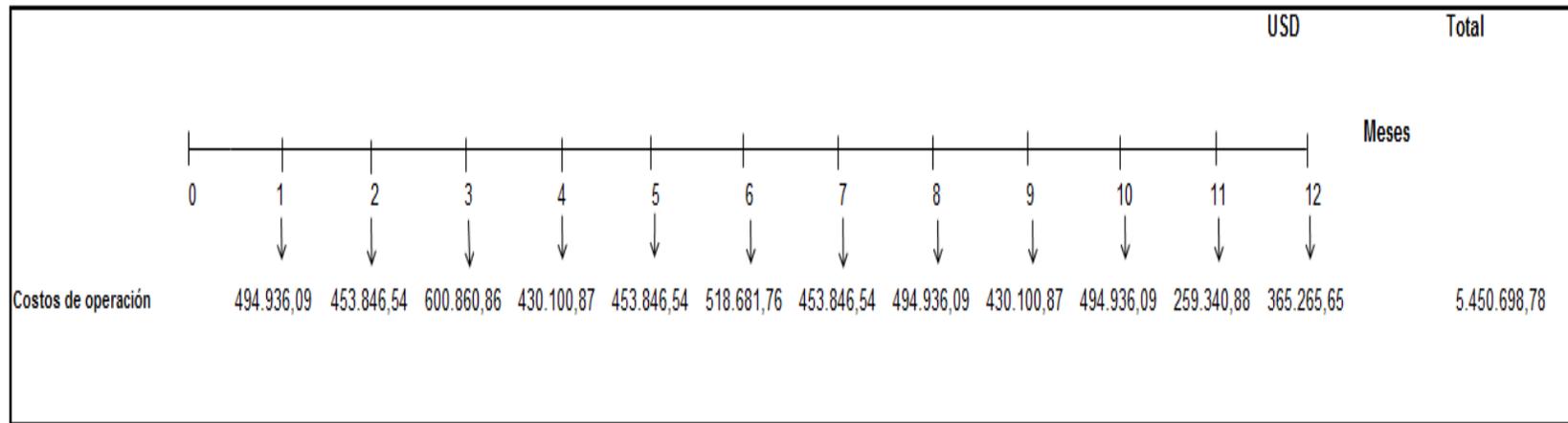


La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) mensual se encuentra en la **Ecuación 3**.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN } (0,00948) &= 0 + \left( \frac{553.520,13}{(1 + 0,00948)^1} \right) + \left( \frac{516.757,71}{(1 + 0,00948)^2} \right) + \left( \frac{664.105,08}{(1 + 0,00948)^3} \right) \\
 &+ \left( \frac{479.697,60}{(1 + 0,00948)^4} \right) + \left( \frac{516.757,71}{(1 + 0,00948)^5} \right) + \left( \frac{590.580,24}{(1 + 0,00948)^6} \right) \\
 &+ \left( \frac{516.757,71}{(1 + 0,00948)^7} \right) + \left( \frac{553.520,13}{(1 + 0,00948)^8} \right) + \left( \frac{479.697,60}{(1 + 0,00948)^9} \right) \\
 &+ \left( \frac{553.520,13}{(1 + 0,00948)^{10}} \right) + \left( \frac{295.290,12}{(1 + 0,00948)^{11}} \right) + \left( \frac{405.875,07}{(1 + 0,00948)^{12}} \right) \\
 &= \mathbf{5'783.878,71}
 \end{aligned}$$

**7.5.2 Flujo de efectivo escenario dos (2).** En este escenario se tiene en cuenta los costos de los abandonos no convencionales a dólares de hoy más los costos promedio asociados al reabandono y los costos promedio de abandono, ambos de la nueva metodología. Ver **Diagrama 3**.

**Diagrama 3.**Flujo de efectivo escenario dos (2).



Según el flujo de caja se calcula el VPN, discriminando el signo negativo ya que es un estudio de costos que no genera ingresos, con una Tasa Interna de Oportunidad (TIO) del 12%. A continuación, se presenta los cálculos del VPN para el segundo escenario.

La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) mensual se encuentra en la **Ecuación 3**.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0,00948)} &= 0 + \left( \frac{494.936,09}{(1 + 0,00948)^1} \right) + \left( \frac{453.846,54}{(1 + 0,00948)^2} \right) + \left( \frac{600.860,86}{(1 + 0,00948)^3} \right) \\
 &+ \left( \frac{430.100,87}{(1 + 0,00948)^4} \right) + \left( \frac{453.846,54}{(1 + 0,00948)^5} \right) + \left( \frac{518.681,76}{(1 + 0,00948)^6} \right) \\
 &+ \left( \frac{453.846,54}{(1 + 0,00948)^7} \right) + \left( \frac{494.936,09}{(1 + 0,00948)^8} \right) + \left( \frac{430.100,87}{(1 + 0,00948)^9} \right) \\
 &+ \left( \frac{494.936,09}{(1 + 0,00948)^{10}} \right) + \left( \frac{259.340,88}{(1 + 0,00948)^{11}} \right) + \left( \frac{365.265,65}{(1 + 0,00948)^{12}} \right) \\
 &= \mathbf{5'146.166,88}
 \end{aligned}$$

## 7.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía Ecopetrol S.A., en el Campo la Cira Infantas, es utilizar la nueva metodología tanto para las operaciones de reabandono técnico como para los abandonos técnicos futuros, debido a que a dólares de hoy le representan un ahorro del 11.026% (637.712,03 USD) frente a la metodología actual de abandono y reabandono de pozos en el campo. Lo anterior, originado en menos intervenciones a los pozos con equipos de WO y mayor número de intervenciones con los Equipos RSU que son menos costosos.

## 8. CONCLUSIONES

- En el trabajo realizado, se cumplieron los objetivos de diseñar una metodología de reabandono de pozos, teniendo en cuenta los problemas actuales. Esta nueva metodología cumple la parte técnica, normativa legal ambiental y representa un ahorro en costos del 11.03% frente a la metodología ejecutada por Ecopetrol S.A., en años anteriores.
- Es importante contar con la información geológica del campo y la historia de los pozos para un correcto abandono y así tener en consideración las posibles variables que puedan afectar la eficiencia del abandono del pozo.
- En el análisis realizado, se pudo encontrar que uno de los factores que afectó la eficiencia de los reabandonos, fue la falta de información ingresada en el programa Open Wells acerca de la historia de los pozos desde la fecha de perforación hasta la fecha de abandono entre los años 2003 a 2008. Esto conllevó, a sobrecostos y problemas ambientales.
- Al iniciar los proyectos de operación petrolera, se deben contemplar las actividades de planeación, perforación, operación y abandono. Con el fin de garantizar la integridad del pozo, prever problemas ambientales y problemas en la etapa de abandono técnico.
- Es primordial analizar los pozos que están postulados en la campaña de reabandono/abandono y definir cuáles se encuentran cercanos a patrones de inyección, con el fin de no afectar la inyección de agua en los pozos cercanos.
- El sobrecosto generado en un pozo que haya sido abandonado de manera no convencional y posteriormente reabandonado es 63.3% mayor al costo de la operación de abandono ejecutando la nueva metodología de reabandono. Por lo anterior, el ahorro obtenido en su momento con el abandono no convencional a largo plazo generó procesos no contemplados y una problemática ambiental para la compañía.

## 9. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio técnico, acerca de la pérdida de la presión de inyección de agua en pozos cercanos que se encuentren abandonados de manera no convencional y presenten brotes de agua y crudo en superficie. Con el fin de determinar las ventajas económicas y el factor de recobro del crudo al realizar un abandono con la nueva metodología.
- Realizar al inicio de cada año, un estudio de los pozos postulados para su abandono o reabandono y de esta manera realizar la viabilidad técnica para determinar el capital y un plan para evitar incurrir en costos extras y reducir tiempos de operación.
- Elaborar la ruta de trabajo de la campaña de abandono y/o reabandono convencional, con el fin de evitar sobrecostos y minimizar los tiempos de movilización y operación.
- Realizar un estudio de los pozos en el Campo La Cira Infantas para ser postulados para su abandono/reabandono, en las áreas del campo que se realizará la inyección de agua selectiva para las arenas inferiores "C" y "D", para evitar problemas ambientales y canalización del agua inyectada.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). “Análisis de Núcleos” Integración Geológica De La Digitalización y el Análisis De Núcleos. Bogotá, Colombia: 2008.

ALCALDÍA MUNICIPAL DE GUADALUPE-SANTANDER. “Esquema de ordenamiento territorial del municipio de Guadalupe. Estudio Fisicobiótico-Fase de diagnóstico.”, Alcaldía Municipal de Guadalupe, Santander, Colombia: 2004 p 32.

ALLEN, T. ROBERTS, A. “Cements and Additives” Production Operations, Well completions, workover, and stimulation. Segunda Edición. Vol. 1, Oil & gas Consultants International Inc. Tulsa 1982. p 189-194.

BACA, G. “Capitulo 9 VPN”. Ingeniería financiera. Fondo educativo Panamericano. Octava Edición. 2005. p 197.

BARCLAY, I. PELLENBARG, J. TETTERO, F. “El principio del Fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. Oilfield Review”. Schlumberger. 2002

BRONDEL, D. EDWARDS, R. HAYMAN, A. HILL, D. MEHTA, S. SEMERAD, T. Corrosion in the oil industry; Oilfield review. Schlumberger. April 1994. p. 8.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico de Colombia. Centro Nacional de Búsqueda Científica. Paris. Francia: 1974, p 71-74.

DUSSAULT, M. BRUNO, M. BARRERA, J. “Casing Shears: Causes, cases and cures”. SPE Drilling and Completion. 2001. p 1-2.

DWIGHT, K. “Cements and cementing.” Society of Petroleum Enginners. Halliburton Research. p. 1-3.

ECOPETROL S.A.. “Cuadro 7”, Ecopetrol S.A: Gerencia O.D.P Cira- Inf- Teca, Subdirección de Hidrocarburos, Barrancabermeja, Santander, Colombia Marzo, 2017.

\_\_\_\_\_. Manual de operaciones de perforación, Versión 1, Ecopetrol S.A, Bogotá, Colombia: 1994, p. 303.

HERNDON, J. SMITH, D.K. “Plugging wells for abandonment A state of the art study and recommended procedures”. Halliburton Services. Duncan, Oklahoma, USA: 1976. p 2.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de Tesis, trabajos de grados y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá. El instituto 2008, p,1.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá. El instituto, 2008, p 12.

\_\_\_\_\_. Referencia documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC4490. Bogotá. El instituto. 1998, p,2.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico, Paris. Francia: 1968, p 255-263.

NPC. Tech subgroup of the operations and environment task group. Plugging and abandonment of oil and gas wells. .NPC (National Petroleum Council). No Publicado.

PULIDO, O. ULLOA, C. RODRIGUEZ, E. "Geología, Relaciones estratigráficas entre el jurásico y el cretácico de la cordillera de los cobardes". Bogotá, Colombia: Ingeominas 1986, p 58-61.

ROLON, L. TORO, J. "Role Of Extensional Structures In The Development Of The Middle Magdalena Valley Basin-Colombia". Departamento de geología y geografía, Universidad de West Virginia, Morgantown, U.S.A

TUTTLE, R. "Corrosion in oil and gas production". Shell Oil Co. SPE Journal of Petroleum Technology. 1987 p. 1.

VAZQUEZ, H. "La historia del petróleo en Colombia," Revista Universidad EAFIT, Vol 30, No 93, pp 2- 7, 1994.

## **ANEXOS**

## ANEXO A FORMA 7 CR

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS  
SUBDIRECCION DE EXPLOTACION

FORMA 07-CR

PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

POZO: \_\_\_\_\_ CONCESION: \_\_\_\_\_ COMPAÑIA: \_\_\_\_\_  
CAMPO: \_\_\_\_\_ CLASIFICACION: \_\_\_\_\_ ESTRUCTURA: \_\_\_\_\_  
BLOQUE: \_\_\_\_\_ YACIMIENTO: \_\_\_\_\_ FORMACION: \_\_\_\_\_  
ELEVACION DEL TERRENO: \_\_\_\_\_ Pies ELEVACION M.R.: \_\_\_\_\_ Pies

### 1. DATOS DE PERFORACION:

PERFORACION INICIADA: \_\_\_\_\_  
TERMINADO EL: \_\_\_\_\_  
PROFUNDIDAD TOTAL : Inicial \_\_\_\_\_ Pies BAJO NIVEL M. R.: \_\_\_\_\_ Pies  
actual \_\_\_\_\_ Pies BAJO NIVEL M. R.: \_\_\_\_\_ Pies

### 2. CONDICIONES INICIALES DEL POZO:

INTERVALOS ABIERTOS: No. TIROS/PIE	2 TPP									"C"

PETROLEO: \_\_\_\_\_ BOPD BSW: \_\_\_\_\_ %  
RAVEDAD API: \_\_\_\_\_ ° API RGA: \_\_\_\_\_ PC/Bis

### 3. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO PRODUCTOR INACTIVO ARENAS C

INTERVALOS ABIERTOS	2 TPP									"C"

INTERVALOS AISLADOS										

PRODUCCION/MYECCION ACUMULADA HASTA LA FECHA: \_\_\_\_\_  
PETROLEO (Bis): \_\_\_\_\_ GAS (KPC): \_\_\_\_\_ AGUA (Bis): \_\_\_\_\_

FECHA EN LA CUAL SE INICIARAN LAS OPERACIONES: \_\_\_\_\_  
RESULTADOS ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCION:  
FECHA: \_\_\_\_\_ PRODUCCION (BFPD): \_\_\_\_\_ BSW (%): \_\_\_\_\_ %

### 4. INFORMACION ADICIONAL:

- Descripción y esquema de la terminación actual del pozo, que indique las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores (estado mecánico). **Ver Anexo 1.**
- Historia de pozos: Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados. **Ver Anexo 2.**
- Para pozos que se proyecta abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, fluidos que se dejarán entre tapones.

### JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:

Se adjunta pronosis del trabajo a realizar en el pozo. **Ver Anexo 3.**

### PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:

#### ABANDONO CONVENCIONAL DEFINITIVO

EL POZO ES UN PRODUCTOR, SE ENCUENTRA INACTIVO DESDE JULIO DE 1994 POR IMPRODUCTIVO (9BPD, CON 60.7 BSW)

- CAMBIAR CABEZAL DE POZO
- SACAR QUEBRANDO SARTA DE BOMBEO Y SARTA DE PRODUCCION
- LIMPIAR POZO SI ES NECESARIO HASTA FONDO (3473') O PROFUNDIDAD MAXIMA ALCANZADA
- INSTALAR TAPONES DE CEMENTO PARA AISLAR LAS ZONAS: ARENAS "C", "B" Y "A" Y EN SUPERFICIE
- DEJAR POZO LISTO PARA LA RESTAURACION AMBIENTAL QUE REQUIERA LA LOCACION E INSTALAR MONUMENTO Y PLACA DE ABANDONO.

Presentado Por: \_\_\_\_\_ Representante autorizado del Operador Fecha: \_\_\_\_\_

Aprobado Por: \_\_\_\_\_ Representante autorizado del Ministerio Fecha: \_\_\_\_\_

ESC

**ANEXO B  
AFE DE ABANDONO POZO L1**

ABANDONO FÍSICO						
OPERACIÓN	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO COP \$	COSTO UNITARIO USD \$	COSTOS TOTAL COP \$
<b>WORKOVER</b>	Equipo Activo con cuadrilla Equipo WO	DIA	5,0	19.949.231	19.949.231	99.746.155
	Movilización entre pozos 0,1- 5 Km Equipo WO	EA	1	18.680.553	18.680.553	18.680.553
	Camión de vacío	MES	0,17	27.187.946	27.187.946	4.531.324
	Tractomula Cama alta	MES	0,17	31.294.324	31.294.324	5.215.721
	Carro tanque	MES	0,17	24.250.000	24.250.000	4.041.667
<b>TOTAL WO</b>						<b>132.215,419</b>
<b>COMPANY MAN</b>	Company Man en pozo	DIA	5,0	820.417	820.417	4.102.085
	<b>TOTAL COMAN</b>					
<b>CAÑONEO</b>	Cañoneo	GB	1	9.931.871	9.931.871	9.931.871
	<b>TOTAL CAÑONEO</b>					
<b>CEMENTACIÓN</b>	Set básico para operaciones de abandono	EA	1	10.400	10.400	29.120,000
	Lechada para tapones balanceados hasta 4000 ft	BBL	93	105	105	27.342,000
	BJ Fiber	BBL	12	10	10	336,000
<b>TOTAL CEMENTACIÓN</b>						<b>56.798,000</b>
<b>PLACA Y MONUMENTO</b>	Placa y monumento	GB	1	623.973	623.973	623,973
	<b>TOTAL PLACA Y MONUMENTO</b>					
<b>TOTAL COSTOS DE ABANDONO FÍSICO COP</b>						<b>203,671.348</b>
<b>TOTAL COSTOS DE ABANDONO FÍSICO USD</b>						<b>72.739,767</b>

## ANEXO C FORMA 10 ACR

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS  
DIRECCION DE HIDROCARBUROS**

**Forma No. 10 ACR**

Revisada: Octubre de 1973

### INFORME DE TAPONAMIENTO Y ABANDONO

Pozo: #N/A  
 Clasificación (Lahee): PRODUCTOR  
 Compañía: ECOPETROL S.A. Contrato: COLABORACIÓN LCI  
 Campo: #N/A Estructura: #N/A Formación: MUGROSA  
 Bloque: #N/A Yacimiento: #N/A

Localización del Pozo. (Coordenadas Gauss):

N(Y): #N/A  
 E(X): #N/A

Elevación de la Mesa Rotaria pies #N/A Elevación del Terreno (pies): #N/A

El permiso sobre trabajos posteriores a la terminación, forma No. 7 CR, fue aprobado por:

00-Jan-00

Fecha: #N/A

Los siguientes trabajos fueron realizados entre los días #N/A y #N/A en cumplimiento de las disposiciones vigentes con el objetivo de abandonar el pozo: #N/A

INTERVALO	PIES	# DE DISPAROS	SX DE CEMENTO INYECTADOS	FONDO CEMENTO	TOPE DE CEMENTO	SX DE CEMENTO EN EL TAPON
<u>#N/A</u>	<u>10</u>	<u>20</u>	<u>#N/A</u>	<u>#N/A</u>	<u>#N/A</u>	<u>#N/A</u>
				<u>#N/A</u>	<u>#N/A</u>	<u>#N/A</u>
				<u>#N/A</u>	<u>#N/A</u>	<u>#N/A</u>

Se retiró tubería de revestimiento en el intervalo:

Entre los taponamientos de cemento se dejó un lodo con las siguientes condiciones: AGUA FRESCA DE 8.4 Lbs/Galón + Inhibidor de coque. Pérdida de agua: 0 a 100 psi, en 30 minutos. Porcentaje de Sólidos: 0 Base AGUA FRESCA

En la superficie se colocó tapón de cemento desde       , hasta        pies habiéndose usado        s

Se erigió un monumento de concreto, sostenido por un tubo y se colocó una placa con la siguiente inscripción:

**ECOPETROL S.A.  
GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO**

Pozo:

Coordenadas: N(Y):       

E(X):       

Profundidad:        Pies

Fecha de perforación:       

Fecha de abandono:       

Producción Acumulada:        Bbls de Aceite

Motivo de abandono:       

Nota:

a) Adjunto Estado Mecánico del Pozo

b) Reporte Operacional de Abandono

c) Cuando esta forma se presente después de quince (15) días a la finalización del trabajo autorizado por la "forma 7CR", se deberá adjuntar la autorización dada por el Ministerio concediendo la prórroga.

Presentado por:

\_\_\_\_\_  
Representante Autorizado del Operador

Fecha: \_\_\_\_\_

Revisado por:

\_\_\_\_\_  
Representante Autorizado del Ministerio

Fecha: \_\_\_\_\_

## ANEXO D REPORTE ABANDONO NO CONVENCIONAL

### 2.1 Work Operations

Inicio de Actividades	Fin de Actividades	MD top (ft)	MD base (ft)	Amount (\$)	Clasificación del Trabajo*	Code	Subcode	Subcode2	Duración (horas) (hr)	Reseña de la Intervención
12/3/2004 12:00AM	12/4/2004 12:00AM	6.0	6.0							Se descargo el pozo y se retiraron conexiones de superficie.  Se Bajo tapon de cemento hasta a 1599 ft, se mezclaron y vaciaron 2 sacos de cemento clase G sobre tapon, no se encontro nivel de fluido, se espero frague 24 horas. Se solto manilla y se vacio mezcla de arena, grava y cemento 1:2:2, se espero frague 24 horas. Se bajo a tocar tope de cemento encontrandolo a 1565 ft, se lleno el pozo y se probo hidrostáticamente OK y con 300 psi OK.  Se bajo tapon de cemento a 50 ft de superficie con 3 sacos de cemento de construccion sobre el tapon, se espero frague 24 horas. Se solto manilla y se vacio mezcla de arena, grava y cemento de construccion 1:2:2 hasta superficie.  Se coloco monumento y placa de abandono. Se realizo arborizacion y restauracion ambiental.

**ANEXO E**  
**REGISTRO ELÉCTRICO POZO L2**



volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Que el inciso segundo del artículo 13 ibídem prevé que el Gobierno Nacional definirá los criterios y procedimientos que permitan desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables técnica, económica y ambientalmente eficiente, así como los aspectos técnicos, tecnológicos, operativos y administrativos para ejercer la labor de fiscalización.

Que el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, prevé que corresponde al Ministerio de Minas y Energía revisar, ajustar y/o expedir las normas técnicas y procedimientos que en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos.

Que mediante Resolución 18 1495 de 2009, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, se dispuso regular y controlar las mencionadas actividades con el fin de maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

Que el artículo 35 de la Resolución 18 1495 de 2009, relacionado con la reglamentación del taponamiento de pozos, establece que: *“La supervisión y los procedimientos para el taponamiento permanente o temporal de pozos, las pruebas de integridad mecánica que se realicen y las características de los tapones, serán establecidos por el Ministerio de Minas y Energía”*

Que mediante Resolución 4 0048 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía modificó la Resolución 18 1495 de 2009 y estableció medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera.

Que el artículo 5 de la Resolución 4 0048 de 2015, relacionado con las condiciones para el taponamiento y abandono de pozos señala que *“Cuando se*

*haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse definitivamente, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, del nuevo programa de abandono. Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación. Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie. En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”.*

*Que el párrafo 2 del artículo 5 *ibídem*, señala que “El contratista podrá abandonar temporalmente un pozo exploratorio, previa autorización y aprobación del programa de taponamiento por parte del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, por un periodo que no podrá extenderse más allá de la fase exploratoria del contrato. Si al finalizar este tiempo, el contratista no ha reactivado el pozo, todas las facilidades y equipos deberán ser retirados, y deberá procederse con la limpieza y restauración ambiental de la zona y el abandono definitivo del pozo”.*

*Que el párrafo 4 del mencionado artículo estableció una excepción para las operaciones de abandono de pozos perforados costa afuera en los siguientes términos: “En operaciones costa afuera, si terminada la fase exploratoria el operador ha realizado la declaración de comercialidad del campo, el periodo de abandono temporal podrá extenderse durante el tiempo que se tarden las operaciones de construcción de las facilidades necesarias para el manejo de los fluidos que se produzcan”.*

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía del XX de XXXX al XX de XXXX de XXXX y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados.

Que de acuerdo con lo establecido en los artículos 2.2.1.7.5.6 y 2.2.1.7.5.7 del Decreto 1595 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía sometió a consideración de la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo el texto del presente reglamento.

Que mediante oficio XXXX del XX de XX de XXXX, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el XX de XXXX de XXXX, con el número XXXXXXXXXXXX, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo conceptúo que: “...”

Que sometido el Proyecto de Resolución al concepto de que trata el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Capítulo 30 del Decreto 1074 de 2015, mediante oficio XXXX del XX de XXXX de XXXX, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el XX de XXXX de XXXX con el número XXXXXXXXXXXX, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que: “...”.

Que en mérito de lo expuesto,

## RESUELVE

### TÍTULO 1

#### Disposiciones Generales

**Artículo 1. Objeto.** La presente resolución tiene por objeto establecer los requisitos mínimos que deben cumplir los operadores durante el abandono temporal o definitivo de pozos o de secciones de pozos con los siguientes propósitos:

1. Aislar apropiadamente las formaciones productoras de hidrocarburos y aquellas zonas no completadas con potencial de producción, así como los intervalos empleados para la inyección o disposición de fluidos.
2. Sellar secciones inservibles del pozo y brindar soporte para desviaciones intencionales de la trayectoria original del pozo.
3. Proteger los recursos naturales (suelos, cuerpos superficiales de agua, acuíferos aprovechables y medio marino) de la contaminación por migración de fluidos hacia la superficie del terreno o el fondo marino, o entre las diferentes formaciones a través del hueco del pozo o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.

**Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*** Las disposiciones contenidas en la presente resolución aplican a todas aquellas operaciones de abandono de pozos que se hayan perforado con o sin objetivo hidrocarburífero en el marco de contratos o convenios suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, o contratos de asociación, de producción incremental o de cualquier otra naturaleza con ECOPETROL S.A., para la exploración y explotación de hidrocarburos dentro del territorio nacional continental o costa afuera.

**Artículo 3. *Siglas y definiciones.*** Para los efectos de la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes siglas y definiciones:

1. *Abandono.* Conjunto de operaciones que se ejecutan en el pozo para asegurar un aislamiento apropiado de las formaciones almacenadoras de gas y/o petróleo, así como de los acuíferos existentes con el fin de prevenir la migración de fluidos hacia la superficie del terreno o el fondo marino, o entre las diferentes formaciones a través del hueco del pozo o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos.
2. *Abandono definitivo.* Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del contratista, y que incluye no solo la ubicación de tapones mecánicos y de cemento para aislar los diferentes intervalos permeables, sino también el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado operaciones de exploración, evaluación o producción. En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea superior a 1.000 pies (304.8 metros) y el operador haya asegurado apropiadamente el pozo, no será necesario el desmantelamiento de los equipos y facilidades de producción submarina instaladas.
3. *Abandono temporal.* Operación de abandono que se implementa considerando que por diferentes razones, el operador puede tener interés en reentrar al pozo durante la fase exploratoria. El cierre técnico del pozo exige la instalación de tapones mecánicos y/o de cemento para aislar intervalos abiertos e impedir la migración de fluidos, pero permite la permanencia del cabezal de pozo para facilitar futuras intervenciones a consideración del operador, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
4. *Aditivos.* Químicos y materiales agregados a la lechada de cemento para modificar las características de la lechada o del cemento fraguado. Los aditivos de cementación pueden clasificarse en líneas generales como aceleradores, retardantes, aditivos de control de pérdida de fluido, dispersantes, extensores, densificantes, aditivos de control de pérdida de circulación y aditivos especiales diseñados para condiciones de operación específicas.
5. *API. American Petroleum Institute.* Instituto Americano del Petróleo.

6. *Anular*. Espacio existente entre la pared del pozo y una tubería de revestimiento, o entre dos objetos concéntricos como dos sartas de tuberías de revestimiento o entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento de un pozo.
7. *Cementación forzada*. Proceso a través del cual se inyecta o fuerza cemento a un espacio vacío problemático en un lugar deseado en el pozo usando la presión de la bomba.
8. *Coiled tubing. Tubería flexible*. Sección larga y continua de tubería enrollada en un tambor, que luego se desenrolla antes de ingresar al pozo.
9. *Fluido espaciador*. Cualquier líquido utilizado para separar físicamente un líquido con una función especial de otro. Los líquidos con funciones especiales tienden a contaminarse, por lo que entre ellos se utiliza un fluido espaciador compatible con cada uno.
10. *KOP. Kickoff Point*. Profundidad del hoyo a la cual el pozo vertical es intencionalmente desviado.
11. *Liner*. Tubería de revestimiento que no se extiende hasta superficie sino que se cuelga de la parte interna de un revestimiento anterior y se cementar en el sitio.
12. *Operador*. Persona natural o jurídica que realiza las operaciones objeto de un contrato o convenio suscrito con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o quien haga sus veces, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país, en virtud del cual lleva a cabo operaciones de taponamiento y abandono de pozos, directamente o por medio de un Tercero Especializado. Para efectos de la presente resolución, también se extenderán los derechos y obligaciones a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de asociación, de producción incremental o de cualquier otra naturaleza con ECOPEPETROL S.A.
13. *Overlaps*. Puntos donde existe superposición entre dos revestimientos.
14. *Prueba de admisión*. Procedimiento que se efectúa para estimar la presión o peso de lodo máximo (densidad del fluido) que el punto de la prueba puede aguantar antes de romper o fracturar la formación.
15. *Reentry*. Operación de ingresar a un pozo taponado con el fin de utilizarlo para la producción de hidrocarburos, para la eliminación o almacenamiento de fluidos en el subsuelo, para utilizarlo como un pozo de monitoreo o para la recuperación de revestimientos y/o tubería de producción.
16. *Revestimiento*. Tubería de acero bajada dentro de un pozo y cementada en su lugar durante el proceso de construcción para estabilizar el pozo, aislar las diferentes formaciones para prevenir el flujo o el flujo cruzado de fluido de formación y proporcionar un medio seguro de control de los fluidos de formación y la presión a medida que se perfora el pozo.
17. *Rigless*. Operación sin equipo de perforación o terminación de pozos.

18. *Sidetrack*. Operación de desviación de la trayectoria inicialmente planeada para un pozo con propósitos de pasar por alto una sección inservible del hoyo original o explorar un rasgo geológico cercano. Este procedimiento incluye abandonar el hoyo original y perforar uno desviado a través de una ventana en el revestidor.
19. *Tapón Balanceado*. Un tapón de cemento o de material similar ubicado como una lechada en un lugar específico del pozo para proporcionar un medio de asilamiento de la presión o plataforma mecánica de cemento.

**Parágrafo.** Además de las definiciones contenidas en el presente artículo, se tendrán en cuenta las señaladas en las normas que regulan la exploración y producción de hidrocarburos, siempre y cuando no resulten en contradicción.

## TÍTULO 2

### Operaciones de abandono de pozos

**Artículo 4. Autorización para abandono de pozos.** Toda operación de taponamiento y abandono de pozos debe estar previamente autorizada por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, de conformidad con los términos y procedimientos establecidos en las resoluciones Minminas 18 1495 de 2009 y 4 0048 de 2015, o las que las modifiquen o sustituyan.

**Artículo 5. Consideraciones generales para abandono definitivo de pozos.** Todo programa de abandono deberá tener en cuenta las características geológicas del área, la presión del yacimiento y las condiciones mecánicas del pozo. Sin perjuicio de lo anterior, el Operador deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Durante las actividades de abandono de pozos debe evitarse contaminar el área circundante y los cuerpos de aguas superficiales y subterráneos. En caso de alguna afectación, contaminación ambiental o daños a terceros, a causa del desarrollo de este tipo de actividades, debe restaurarse y reparar los daños, conforme lo establezca la normatividad vigente o la autoridad ambiental competente.
2. Podrán utilizarse unidades fijas en superficie (taladros) o desarrollarse mediante operaciones rigless, siempre y cuando se garantice confiabilidad, capacidad y presión suficiente, acorde con la profundidad y características geológicas del pozo. En este último caso, deberán utilizarse fluidos espaciadores con el fin de evitar la contaminación del cemento y/o deslizamiento del tapón del lugar a ser sentado.
3. Los cementos que se utilicen para operaciones de abandono de pozos deberán cumplir con las especificaciones de la versión vigente del API Specification 10A o el estándar que le modifique o sustituya.

4. En pozos exploratorios, el peso del lodo al momento del abandono debe ser mayor a la presión de poro conocida, y en caso en que no se conozca, igual al peso del lodo con el que se perforo la sección. En caso que se hubiese revestido el pozo hasta fondo, se podrá colocar una salmuera con inhibidores con características no corrosivas.
5. Para la ejecución de trabajos de recuperación del revestimiento de los pozos, se deberá solicitar permiso previo al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
6. Todo anular abierto a superficie o que no se encuentre cementado hasta superficie deberá ser sellado.
7. Todo intervalo abierto para producción o inyección de fluidos deberá ser aislado mediante procedimiento de cementación forzada.
8. Se balancearan tapones de cemento en los siguientes casos:
  - 8.1. 100 pies (30,48 metros) por encima de los intervalos perforados.
  - 8.2. En los topes de cada liner, 100 pies (30,48 metros) por encima y 200 pies (60,96 metros) por debajo de él.
  - 8.3. Encima de cualquier revestimiento que sea cortado y recuperado, 100 pies (30,48 metros) por encima y por debajo del tope del corte.
  - 8.4. En los overlaps de tuberías de revestimientos, 100 pies (30,48 metros) por encima y por debajo del punto de superposición.
  - 8.5. En cabeza de pozo; el tapón de superficie debe ser como mínimo de 100 pies (30,48 metros).
10. En cualquier caso, los tapones en hueco entubado se deben colocar en áreas con cemento verificado en el anular.
11. En pozos productores con varias formaciones aportantes, se requiere colocar un tapón de mínimo 100 pies (30,48 metros) por encima de cada zona, aislando cada una. Las lechadas de cemento usadas en tapones para aislar zonas de hidrocarburos y anormalmente presionadas deben diseñarse para prevenir la migración de gas.
12. En pozos revestidos hasta fondo, los intervalos cañoneados pueden ser aislados con tapones mecánicos debidamente probados. Adicionalmente, y con el fin de asegurar la integridad del empaque, se deberá colocar un tapón de cemento de 50 pies (15,24 metros) encima de este.
13. Se debe verificar la ubicación de los tapones de cemento, así como la integridad de los mismos de conformidad con lo establecido en el artículo 12 de la presente resolución. Los registros de estas acciones deben ser documentados en la Forma 10ACR "Informe de taponamiento y abandono" y se adjuntará la bitácora de las pruebas de integridad y calidad de la lechada de cemento bombeada.

14. En pozos que se hayan perforado o completado con lodos base aceite, será necesario colocar una píldora reactiva, a base de silicato, que inhiba la reacción de la lechada de cemento con los lodos aceitosos.
15. En aguas someras, donde la lámina de agua es inferior a 1.000 pies (304,8 metros), todos los cabezales, tuberías de revestimiento y otras obstrucciones que representen peligro para otros usuarios del lecho marino u otros usos legítimos del área, deberán ser recuperados por lo menos 5 metros abajo del lecho marino.

**Artículo 6. Abandono de pozos estratigráficos.** Los pozos que hayan sido perforados bajo la clasificación de estratigráfico, deberán ser taponados, como mínimo, con 2 tapones de cemento ubicados de la siguiente forma:

1. El primero, en fondo, 100 pies (30,48 metros) por encima del zapato del revestimiento más profundo y 50 pies (15,24 metros) por debajo de él.
2. El segundo, en superficie, con un espesor no menor a 100 pies (30,48 metros).

**Parágrafo.** Zonas en hueco abierto que presenten presiones anormales deberán ser selladas mediante tapones adicionales colocados por encima de los intervalos que presenten dicha condición.

**Artículo 7. Abandono de pozos horizontales.** Cuando se requiera abandonar un pozo de tipo horizontal, además de las consideraciones señaladas en el artículo 5, el operador deberá colocar un tapón de cemento de no menos de 300 pies (91,44 metros) por encima del KOP.

**Artículo 8. Abandono de sección de pozo para operación de sidetrack.** Cuando por motivos técnicos u operacionales, se requiera dejar una zona aislada y proceder a un desvío de la trayectoria del pozo, deberá colocarse un tapón de cemento inmediatamente por encima de la zona a aislar cuyo espesor no podrá ser inferior a 500 pies (152,4 metros) con una densidad de la lechada de cemento superior a 17 libras por galón (2.036,68 Kilogramos / metro cúbico).

**Artículo 9. Abandono de pozos con condiciones mecánicas especiales.** Cuando en el pozo se presenten restricciones mecánicas que no permitan el paso de herramientas para el abandono normal del pozo, el operador deberá instalar un primer tapón arriba de la obstrucción, cuyo espesor no podrá ser en ningún caso inferior a 200 pies (60,96 metros) y luego los que sean necesarios de acuerdo a la presión del yacimiento y el estado mecánico del pozo, siguiendo las consideraciones generales del artículo 5 de la presente resolución.

**Parágrafo 1.** El primer tapón en este caso deberá tener una densidad alta (15 – 16 libras por galón o 1.797,07 – 1.916,88 Kilogramos / metro cúbico) y resistencia a la compresión de 1.500 a 2.000 libras por pulgada cuadrada (10.342,14 – 13.789,52 Kilo pascales) para garantizar un aislamiento adecuado.

**Parágrafo 2.** Cuando la operación de abandono de sección para sidetrack o de abandono definitivo del pozo obedezca a la pérdida de alguna herramienta con carga radioactiva en el hoyo, el operador deberá agregar una tintura de color rojo en el cemento que lo haga fácilmente distinguible en el evento de un posible reentry al pozo y dejar la nota en la Forma 10 ACR "Taponamiento y Abandono de Pozos". En este caso, el espesor del tapón de cemento no podrá ser inferior a 300 pies (91,44 metros).

**Artículo 10. Abandono de zonas de alta temperatura.** En zonas donde la temperatura de fondo supere los 220°F (104°C) o donde se realicen operaciones de inyección de vapor o combustión in situ, será necesario aplicar mínimo un 35% de sílica flúor u otro aditivo al cemento, que permita resistir dichas condiciones de temperatura.

**Artículo 11. Abandono de pozos perforados costa afuera.** Durante el abandono de pozos perforados costa afuera deberán seguirse las mismas consideraciones de selección, distribución y cantidad de tapones de cemento, así como los mismos procedimientos de prueba de integridad establecidos en los artículos anteriores. No obstante, deberán utilizarse aditivos líquidos para facilitar las mezclas y fraguado.

**Artículo 12. Verificación de la integridad de los tapones.** El operador deberá probar todos los tapones que se instalen por debajo del tapón de superficie. Para verificar la integridad del tapón, se deberá realizar alguna de las siguientes pruebas:

1. Con peso de la tubería superior a 10.000 libras (4.536 Kilogramos).
2. Con presión de la bomba no inferior a 1.000 libras por pulgada cuadrada (6.894,76 Kilo pascales), asegurando que no exista una caída superior al 10% en 15 minutos.
3. La prueba de resistencia a la compresibilidad, se debe realizar durante 12 horas de duración y a una presión constantes de 2.000 libras por pulgada cuadrada (13.790 Kilo pascales).

**Parágrafo 1.** Si se usa un empaque mecánico como soporte para el tapón de cemento y este se prueba con peso y presión, el tapón de cemento no requiere verificación.

**Parágrafo 2.** Para tapones en hueco abierto, en ningún caso la presión de prueba podrá superar la presión de fractura de la formación que haya podido ser determinada mediante pruebas de admisión o de integridad de presión. En hueco revestido, la presión no podrá superar las 1.000 libras por pulgada cuadrada (47,88 Kilo pascales) por encima de la resistencia a la fractura de la formación para asegurar que no hay filtración debajo del zapato del revestimiento.

**Parágrafo 3.** Los taponos de cemento para abandono de secciones para sidetrack deberán ser probados antes de proceder al desvío del pozo con peso de la tubería superior a 25.000 libras (11.340 Kilogramos), asegurando que no exista una caída superior al 10% en 30 minutos, o garantizando una resistencia a la compresión no inferior a 3.000 libras por pulgada cuadrada (20.684 Kilo pascales).

**Parágrafo 4.** Si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa, se deberá notificar por escrito a la mayor brevedad posible al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con un plan de acción correctivo.

Las operaciones de abandono del pozo deben ser suspendidas hasta que se verifique que existe integridad del tapón.

Una vez ejecutada la acción correctiva se podrán reanudar las operaciones de abandono y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.

**Artículo 13. *Placa de abandono.*** Para operaciones en tierra, todo pozo que sea abandonado definitivamente deberá colocar una placa de abandono, la cual será parte de un monumento de superficie que tendrá una altura mínima de 3,28 pies (1 metro) sobre el nivel del suelo. Dicha placa tendrá información tal como compañía, nombre del pozo, contrato, coordenadas del pozo en sistema magna sirgas, profundidad vertical real (TVD por sus siglas en ingles) y medida (MD por sus siglas en ingles), así como las fechas de inicio de perforación y abandono.

**Artículo 14. *Operaciones de abandono temporal de pozos.*** Las operaciones de abandono temporal deberán cumplir con los lineamientos establecidos para el abandono definitivo de pozos (artículo 5) y los requerimientos de prueba de taponos (artículo 12), pero no será necesario el corte de revestimientos, la remoción del cabezal del pozo y/o la limpieza de la locación.

**Parágrafo 1.** Durante el abandono temporal de pozos perforados costa afuera se deberá recubrir el equipo superficial con campanas anticorrosivas muy bien sujetadas. Los pozos deben contar también con señalamientos visibles y dispositivos para su posterior detección.

**Parágrafo 2.** Durante el abandono temporal de pozos en áreas continentales, se debe aislar el pozo (cercarlo), asegurar el equipo superficial y señalar, de manera visible, su estado y características.

### **TÍTULO 3**

#### **Sanciones**

**Artículo 15. Sanciones.** Las infracciones a cualquiera de las disposiciones contenidas en esta Resolución serán sancionadas conforme lo señala el artículo 26 de la Ley 1753 de 2015, los artículos 2.2.1.2.4.6 y 2.2.1.2.4.7 del Decreto 1172 de 2016 y demás normas concordantes.

### **TÍTULO 4**

#### **Disposiciones finales**

**Artículo 16.** Los procedimientos que no se especifiquen dentro del presente reglamento en relación al abandono de pozos se regirán por lo dispuesto en las resoluciones 18 1495 de 2009, 4 0048 de 2015 o las normas que las modifiquen o sustituyan.

**Artículo 17. Transición.** Los pozos que fueron abandonados antes de la entrada en vigencia de la presente resolución no tendrán que ser re-abandonados bajo los lineamientos aquí establecidos. Excepciones a esto serán los pozos que presenten fugas en superficie o pozos donde se lleguen a adelantar operaciones de re-entry.

Las zonas o intervalos de pozos activos que fueron abandonados previamente y que cumplieron con la normatividad vigente al momento de la operación, no tendrán que ser re-abandonados bajo los estándares actuales. Todas las operaciones que en ellos se adelanten con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberán ser realizadas bajo al estándar actual.

Las operaciones de abandono que estén programadas para desarrollarse dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de expedición de la presente resolución podrán ejecutarse bajo los requerimientos establecidos en las resoluciones 18

1495 de 2009, 4 0048 de 2015 y/o las normas que las modifiquen o sustituyan y que se encuentren vigentes al momento de la presentación de la solicitud de abandono. Aquellas que se vayan a desarrollar más allá de esta fecha deberán cumplir con lo establecido en la presente resolución.

**Artículo 18. Comunicación.** Una vez publicada la presente resolución en el Diario Oficial, comuníquese a la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH.

**Artículo 19. Vigencia.** La presente resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

**PUBLÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

**ANEXO G**  
**API 51 R**

**ANEXO H**  
**API E3**

## ANEXO I GUIA DE ABANDONO DE ECOPETROL S.A.

	GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS	
	VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014

### 1. OBJETO

Establecer las actividades operativas requeridas para el abandono técnico de pozos, iniciando con la planeación de las actividades y desarrollo de las obras civiles previas hasta las operaciones finales de superficie de las facilidades asociadas al pozo.

### 2. ALCANCE

Aplica a todas las actividades de abandono técnico de pozos de ECOPETROL S.A.

### 3. GLOSARIO

- **Abandono Técnico de Pozos:** Taponamiento y cierre técnico de un pozo, que consiste en el aislamiento de las zonas productoras o inyectoras, zonas adyacentes inferiores al acuífero y en superficie mediante el taponamiento con cemento.
- **AFE:** Costo Estimado Aprobado.
- **Handover:** Establece la manera en que una dependencia responsable de un área específica, delega temporalmente su autoridad a otra dependencia de ECOPETROL S.A, socio estratégico o empresa contratista, quien se denominará el Delegado, con el propósito de favorecer el desarrollo y la gestión de una acción específica por parte de este último.
- **Open Wells:** Base de datos en la cual se detallan los estados mecánicos de los pozos y en la que se puede obtener la información correspondiente a los completamientos realizados en el pozo, intervalos de cañoneo, etc.
- **BOP:** Blow Out Preventer (Preventora de pozo).
- **Pozo:** Obra especializada de la ingeniería de petróleo consistente, en un hueco perforado a través del subsuelo, con el objeto de conducir los fluidos de un yacimiento a superficie. Se diferencia de las obras civiles realizadas para la construcción del pozo, tales como vías de acceso, locaciones y edificaciones.
- **Pozo Abandonado:** Es el pozo taponado y abandonado de acuerdo a lo definido por el Ministerio de Minas y Energía; debe incluir placa, monumento y el radicado de la forma 10 ACR.
- **Pozo Inactivo:** Pozo que no está realizando ninguna función en el momento, pero que puede ser reutilizado posteriormente con algún fin o abandonarlo definitivamente.
- **Recuperación Ambiental:** El concepto de recuperación ambiental e integración paisajística incluye la ejecución de medidas correctoras de impacto ambiental en infraestructuras viarias, las actuaciones derivadas del plan hidrológico, en su capítulo de restauración hidrológico-forestal y de actuaciones en cauces, así como la regeneración de áreas degradadas.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

#### 4. DOCUMENTOS DEROGADOS

No aplica.

#### 5. REFERENCIAS NORMATIVAS

GAC-G-043	Guía para la Desincorporación de Activos Industriales.
Resolución 181495 de 2009	Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

#### 6. CONDICIONES GENERALES

El abandono técnico de pozos hace parte del Proceso de Desincorporación de Activos Industriales de ECOPEPETROL S.A. El abandono técnico de pozos debe cumplir con requerimientos para la protección de los acuíferos de agua dulce de la contaminación por migración de fluidos, buscando los siguientes:

- El aislamiento de las zonas o intervalos productores de hidrocarburos.
- La protección de los suelos y las aguas superficiales de la contaminación por la migración de fluidos.
- El aislamiento de las zonas o intervalos de inyección.

Todo lo anterior, enmarcado en el compromiso con el medio ambiente, armonía con los grupos de interés, comunidades vecinas y desarrollo sostenible de la Empresa.

Quien ejecute las actividades incluidas dentro del alcance del abandono técnico del pozo, debe hacerlo en forma confiable, segura, con calidad, conforme a los tiempos y procedimientos establecidos por ECOPEPETROL S.A.

- Los criterios considerados para definir si se requiere el abandono técnico de un pozo son:
  - Afectaciones de tipo ambiental.
  - Integridad mecánica del pozo.
  - Requerimientos de proyectos de recobro mejorado.
  - Límite económico del pozo.
  - Pozo exploratorio declarado seco.
  - Tiempo de inactividad del pozo según normatividad vigente.

La definición de la ruta para el abandono técnico de pozos, está dada por el área de Ingeniería y confiabilidad de cada una de las Superintendencias de operación directa de ECOPEPETROL S.A., con el respectivo aval del área de operaciones y/o yacimientos.

Para la ejecución exitosa de las actividades de abandono técnico de pozos, se requiere asegurar por parte de las áreas ambiental, de gestión inmobiliaria y de gestión social, que el área a intervenir esté concertada con los grupos de interés con el fin de adecuar la locación para la instalación del equipo y llevar a cabo el abandono técnico del mismo.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>	
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>	
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014

- Dentro de los equipos que se pueden utilizar para el abandono técnico de pozos se encuentran:
  - Equipos de Workover.
  - Equipos de Coiled Tubing.
  - Unidad RSU (Unidad de Servicio Rápido).
  - Equipos de Cementación.
  - Otros equipos que apruebe la operación.

## 7. DESARROLLO

### 7.1. PLANEACIÓN GENERAL

Una vez aprobado el abandono técnico del pozo por el comité responsable y asegurada la asignación correspondiente de los recursos (presupuesto y provisión de abandono), se deben realizar las actividades que garanticen una planeación integral del abandono técnico del pozo. Las actividades mínimas en la planeación de la desincorporación son:

- Revisión de requerimientos asociados a los temas de gestión ambiental, gestión social, gestión de tierras, normativa-legal, gestión técnica y operacional.
- Definición clara del alcance del abandono técnico de pozo a ser realizado.
- Identificar, valorar, priorizar y definir planes de tratamiento para los riesgos que puedan afectar el cumplimiento del abandono técnico de pozo y afectación a personas y el ambiente.
- Establecer un Plan Detallado de Trabajo para el abandono técnico de pozo que incluya los recursos requeridos.
- Socializar con las partes involucradas el Plan Detallado de Trabajo del abandono técnico de pozo a ser ejecutado.

Las actividades anteriores están definidas en el proceso de planeación de la desincorporación del activo industrial de nivel 2 en ARIS.

### 7.2. DESARROLLO OBRAS CIVILES PREVIAS

#### 7.2.1. Adecuación de vías

Se busca garantizar la entrada de los equipos a la locación del pozo; se pueden presentar actividades de mejoramiento, mantenimiento o conformación de la subrasante, así mismo de localización - replanteo y rocería en vías.

Se debe guardar la máxima diligencia para no causar daño a las vías públicas y privadas existentes que se vayan a utilizar, para lo cual se deben emplear los vehículos y topes de carga que sean permitidos por las autoridades competentes y/o por ECOPETROL S.A. Así mismo; se deben obtener cuando sea necesario, los permisos para transitar dichas vías.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

### 7.2.2. Adecuación de locación del pozo

Consiste en garantizar el terreno o plano para el ingreso, permanencia y/o ejecución de las actividades de abandono técnico de los pozos.

Durante las obras civiles de adecuación se recomienda la instalación de las líneas laterales en el casing de superficie para asegurar el proceso de abandono en superficie.

## 7.3. ABANDONO TÉCNICO DE POZOS

### 7.3.1. Planeación del abandono técnico del pozo

#### 7.3.1.1. Elaboración del Well Planing

Esta actividad consiste en identificar las condiciones del pozo a ser abandonado para determinar los trabajos a ser realizados en el mismo, los equipos y herramientas correspondientes. Por lo anterior, se requiere revisar en detalle la información correspondiente a profundidad del pozo, estado mecánico del pozo (tubería de revestimiento, tubería de completamiento, colapsos, pescados, otros), estado actual del pozo (activo, inactivo, abandonado temporalmente, otros), zona(s) productora(s) y la(s) profundidad(es) a la(s) que se encuentra(n), entre otros.

- Los elementos mínimos que debe tener un Well Planing son los siguientes:
  - Actividades a ejecutar.
  - Tiempos estimados.
  - Herramientas a utilizar.
  - Ubicación de los tapones de cemento.
  - Justificación del abandono del pozo.
  - Costo Estimado Aprobado (AFE).

### 7.3.2. Cumplimiento legal – elaboración permiso Ministerio de Minas y Energía

Antes del desarrollo de cualquier operación de abandono de un pozo, se debe diligenciar y presentar ante el Ministerio de Minas y Energía, Dirección general de hidrocarburos, la Forma No. 7 CR (Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial), permiso para Abandonar.

De acuerdo con a la Resolución 181495 de 2009, Capítulo III, Artículo 30, Condiciones para el taponamiento y abandono, cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será desmantelado inmediatamente, previa autorización y verificación del Ministerios de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos. Lo mismo se realizará a un pozo que permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin ningún tipo de intervención a corto plazo.

Así mismo, el Artículo 30 de la Resolución, Permiso de Abandono, dice que antes de iniciar los trabajos de abandono de un pozo, se solicitará permiso por escrito al Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, quien realizará las actividades de seguimiento y verificación respectivas. Es importante mencionar que para pozos exploratorios, el abandono se legalizará mediante acta de abandono anexando el programa detallado del trabajo.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

#### **7.4. DESARROLLO DEL ABANDONO FÍSICO DEL POZO**

##### **7.4.1. Adecuación de la cabeza de pozo para arme de equipo para abandono**

- Se debe identificar el tipo de sistema de levantamiento presente en el pozo.
- Realizar un plan de desmantelamiento de la unidad de bombeo presente en el pozo a abandonar.
- Realizar reunión pre-operacional de seguridad con todo el personal involucrado en la operación, asegurando que todo el personal conozca con claridad sus responsabilidades.
- Desarmar/desmantelar la unidad de superficie presente.
- Disponer en sitio final.

Las actividades anteriores hacen parte del proceso de desmantelamiento de activos industriales de nivel 2 en ARIS.

##### **7.4.2. Movilización y armado del equipo para abandono**

- El plan de movilización deberá ser realizado por el personal de operación de subsuelo y mantenimiento, para ello deben realizar el recorrido previo de la ruta de movilización del equipo desde la ubicación inicial hasta el pozo a abandonar; se deben identificar los riesgos de la vía, los puntos críticos que necesitan ubicar auxiliares viales, tener en cuenta escuelas y sitios poblados. En la locación del pozo se debe verificar la estabilidad y firmeza de la locación, identificar líneas eléctricas y tuberías que ameriten ser retiradas o protegidas, además se debe identificar y probar los anclajes e informar a los responsables si existen condiciones para corregir o mitigar.
- El plan de movilización debe estar aprobado por los niveles de autoridad correspondiente.
- Recibir la locación del pozo a abandonar, por medio de la firma del Handover (entrega).
- Realizar reunión pre-operacional de seguridad con todo el personal involucrado en la operación, asegurando que todo el personal conozca con claridad sus responsabilidades.
- Realizar movimiento del equipo y sus accesorios de acuerdo a lo definido por el plan de movilización, previamente aprobado por el Company Man. En todo momento debe ser prioridad la seguridad de las personas de la operación, de los equipos a transportar y de los activos de ECOPETROL S.A.
- Instalar/Armar equipo de Workover y sus accesorios de acuerdo al layout (plan) establecido. El equipo se debe dejar Instalado/Armado, evitando dejarlo por debajo de líneas eléctricas.
- Realizar medición y calibración de herramientas antes de cualquier operación.
- Recibir y reportar hora de inicio de operaciones.

##### **7.4.3. Control del pozo**

- Verificar la historia del pozo.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

- Antes de iniciar los trabajos en el pozo, mantener suficiente fluido de control en el tanque con el fin de circular y controlar el pozo.
- Registrar y reportar presiones en tubería y espacio anular (THP y CHP). Si es necesario, conectar y descargar presiones al Choke Manifold.
- Si es necesario, se debe circular el pozo en directa o reversa según sea el caso, con el fluido de control disponible hasta desplazar el gas y controlar el pozo. Preferiblemente, se debe circular hacia la estación o se deberá hacer a través del Choke Manifold hacia los tanques.

#### **7.4.4. Retiro de sarta de varilla**

- Proceder de acuerdo al sistema de levantamiento del pozo a intervenir (Bombeo mecánico o PCP), remitirse a los instructivos VPR-VPR-I-039 y VPR-VPR-I-045.

#### **7.4.5. Instalación de preventoras**

- Retirar conexiones de superficie.
- Retirar arbolito de producción y accesorios.
- Instalar el conjunto BOP's de tubería y probar.

#### **7.4.6. Retirar sarta de producción / inyección**

- Instalar equipo de levante de herramientas de manejo para la tubería de producción.
- Si se dispone de Tubería de trabajo para la cementación, se debe sacar quebrando la sarta de producción.
- Si se considera usar la sarta de producción para el abandono, se debe probar antes de sacarla para asegurar la integridad de la tubería.
- Antes de recuperar la sarta de tubería si es posible se debe verificar fondo.
- Recuperar sarta de Producción según sea el caso en dobles o en sencillos.

#### **7.4.7. Operaciones de pesca**

Las operaciones de pesca se realizarán únicamente cuando no se garantice el aislamiento de las formaciones productoras.

- Es importante trabajar en la recuperación de los pescados, si se han realizado trabajos de pesca anteriores sin éxito se debe reconsiderar ejecutar un nuevo trabajo, ya que aumentan los costos de abandono y pueden ser trabajos sin éxito, por lo que se recomienda describir e informar la situación al ministerio de Minas y Energía o su ente delegado solicitando que se ejecute como un abandono especial mediante la forma 7CR, en el Anexo 2. Historia del pozo y en el Anexo 3. Well Planing.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

#### **7.4.8. Bajar sarta de cementación y/o limpieza de pozo**

- Bajar sarta de cementación y/o limpieza.
- Se recomienda realizar la limpieza del pozo, para asegurar el aislamiento de las zonas, preferiblemente limpiar por circulación y así usar la misma sarta para la cementación.
- Si las condiciones del pozo no permiten realizar la limpieza, se debe forzar la lechada con el fin de que la formación tome y se pueda asegurar el aislamiento.
- Posicionar punta de la sarta 100 pies (Si es posible) por debajo de último perforado para bombear el tapón de fondo.
- Circular el pozo hasta obtener retornos limpios si es posible.

#### **7.4.9. Equipo de cementación**

- Realizar movimiento del equipo básico de cementación y sus accesorios para bombeo de tapones balanceados, previa aprobación del Company Man.
- Instalar equipo de cementación y sus accesorios.
- Instalar cabeza inyectora.
- Probar líneas con la presión sugerida según el caso.
- Realizar prueba de inyectividad.

#### **7.4.10. Balanceo de tapones de cemento de fondo e intermedio**

- Se recomienda balancear los tapones de cemento 100 pies por debajo del último perforado y 100pies por encima del tope de perforados. (Para casing mayores a 9 5/8" se debe reconsiderar a un promedio de 60 pies de seguridad).
- Bombear pre-flush.
- Bombear volumen de cemento y desplazar (se recomienda exceso del 10%). Se debe tomar las muestras de cemento o testigos.
- Se debe recuperar sarta de tubería en doble, para dejar la punta de la sarta 300 pies por encima del tope teórico del tapón de cemento.
- Se debe bombear en reversa dos veces la capacidad de la tubería para limpiar la tubería hasta obtener retornos limpios.
- Esperar el tiempo de fragüe y verificar los testigos.
- Bajar sarta de cementación y verificar tope de cemento, realizar prueba de integridad, si la prueba es exitosa; en caso contrario repetir la cementación hasta lograr el objetivo.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

- Bombear píldora base agua con inhibidor de corrosión.
- Sacar quebrando sarta de cementación; posicionar la punta de tubería para balancear el segundo tapón (intermedio) de cemento, para proteger el acuífero.
- Se debe repetir el procedimiento anterior para los tapones siguientes.
- Para el tapón de superficie se recomienda recuperar toda la sarta de cementación.

#### **7.4.11. Cementación de anulares**

- Se recomienda evaluar la integridad de cemento en todos los anulares entre los revestimientos instalados al menos de 200 ft buscando que no se presente flujo en superficie.
- Se recomienda revisar en la historia del pozo si existen registros de cementación de los revestimientos, en caso que no existan, se recomienda tomar un registro modo cemento y modo corrosión. En los revestimientos que no es posible tomar el registro, realizar una prueba de comunicación entre anulares.
- Dentro de los métodos para cementar el espacio entre revestimientos en superficie y producción se recomienda bombear cemento por las válvulas en las cabezas de pozo a presión (atmosférica) y bajo caudal (0.1 BPM).
- Otra práctica opcional es cañonear el casing de producción entre el zapato del revestimiento de superficie y el nivel de superficie del terreno, estimando un mínimo de profundidad del cañoneo.

#### **7.4.12. Tapón de superficie**

- Asegurar la integridad entre el tapón intermedio y superficie.
- Bajar sarta de cementación mínimo de 120 pies asegurando una distancia mínima de 50 pies de la punta al fondo de los perforados de superficie.
- Cerrar la preventora, abrir la línea lateral del casing de superficie y forzar hasta obtener retornos limpios.
- Bombear lechada forzando hasta tener retorno de cemento en el anular del casing de superficie y cerrar la válvula.
- Abrir la válvula anular del casing de producción y continuar bombeando cemento hasta retomar cemento.
- Abrir la preventora y recuperar en sencillos la sarta de cementación.
- Soltar y retirar el set de BOP.
- Agregar cemento hasta el borde del pozo.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

#### 7.4.13. Disposición de los activos industriales retirados

- Los activos industriales retirados deben ser enviados al sitio que cada superintendencia disponga para ello

#### 7.4.14. Desarme de equipos

- Retirar equipo básico de cementación y accesorios.
- Retirar equipo de abandono y accesorios, recuperar cabeza de pozo.
- Retirar residuos y dejar aseada la locación; asegurar contrapozo, liberar equipo, cerrar Handover y dejar pozo listo para instalar monumento y placa de abandono.

### 7.5. VERIFICACIÓN INFORMACIÓN REGISTRADA

Verificar que la información correspondiente a la planeación y ejecución del Abandono técnico del pozo quede registrada en la herramienta OPENWELLS dentro del evento ABA.

### 7.6. DOCUMENTACIÓN Y ENTREGA FINAL – ELABORACIÓN FORMATO MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Después de finalizado el abandono técnico del pozo, se debe diligenciar y presentar ante el Ministerio de Minas y Energía la respectiva Forma oficializando el abandono técnico del pozo (Forma 10ACR).

### 7.7. OPERACIONES DE SUPERFICIE

#### 7.7.1. Obras civiles posteriores

ECOPETROL S.A. es el responsable de realizar las obras civiles posteriores requeridas para llevar a cabo la restauración ambiental.

##### 7.7.1.1. Retiro de elementos de concreto y líneas

Finalizado el taponamiento y abandono del pozo, se requiere demoler las diferentes estructuras de concreto ubicados en la locación del pozo como pueden ser: bases de concretos, cunetas, anclajes para el equipo y adecuación del terreno para la posterior revegetalización del área.

##### 7.7.1.2. Monumento y placa

Cada pozo abandonado técnicamente debe contar con la construcción de un monumento, donde es instalada una placa con la siguiente información como mínimo:

- Compañía.
- Contrato (Si Aplica).
- Nombre del pozo.
- Fecha de perforación (Mes/Año).
- Fecha de Completamiento (Mes/Año).
- Fecha de Abandono (Mes/Año).
- Profundidad Total.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

- Elevación del Terreno.
- Coordenadas del pozo.

Se recomienda que el material de la placa sea en mármol o lámina de tal manera que se asegure que su hurto no sea fácil, que la letra sea clara y legible.

En la figura inferior, se presenta un modelo que se puede dejar como guía.



Figura 1. Placa De Abandono – Modelo.

**Nota:** La Placa informativa será en mármol con dimensiones de 60\*40 cms.

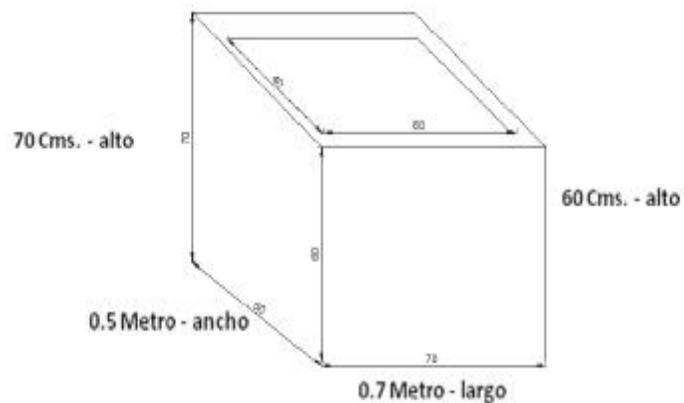


Figura 2. Placa De Abandono – Dimensiones.

	<b>GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS</b>		
	<b>VICEPRESIDENCIA DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA CORPORATIVO DE NORMAS Y ESTÁNDARES</b>		
	CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001	Elaborado 16/05/2014	Versión: 1

Si el pozo se encuentra en un sitio que existen cultivos productores o siembras agrícolas, se debe concertar con el dueño del predio y firmar un acuerdo para que no existan reclamaciones con el tiempo y/o en caso tal se tengan los debidos soportes.

En el caso de presentarse abandonos especiales y/o sumergidos en cuerpos de agua se debe definir junto con el organismo competente la mejor manera de identificación del pozo abandonado técnicamente.

#### 8. CONTINGENCIAS

No aplica.

#### 9. REGISTROS

No aplica.

#### 10. BIBLIOGRAFÍA

No aplica.

#### 11. ANEXOS

No aplica.

Para mayor información sobre este documento dirigirse a:

[normasyestandares@ecopetrol.com.co](mailto:normasyestandares@ecopetrol.com.co)

Dependencia: DCT- VIN

Se reconoce la participación y aportes en la elaboración del documento a las siguientes personas:

Juan Pablo Vaca Montero- Profesional Técnico de Abandono SOR.  
 Emiro León Pallares- Profesional Técnico de Abandono SOR.  
 Jairo Mejía Velásquez- Líder Abandono SOR.  
 Daniel Hernando Fajardo Castaño- Profesional Técnico de Abandono (e) SOP.  
 Alexander Claros Bahos- Líder Abandono SCI.  
 Mayra Jimena Lagos Lucero- Líder Abandono SOA.  
 Juan Cristóbal Barrera Bermúdez - Profesional Técnico de Abandono SON.  
 Hector Acuña David - Líder Abandono SON  
 Edgar Santos Solano - Líder Abandono SOH.  
 Julio Cesar Patiño Sánchez- Líder Abandono SCO.  
 Nataly Castro Vergara- Líder Abandono SCC.  
 Jhon Jairo Pineda Quintero- Líder Abandono GCM.

ANEXO J  
REPORTE DE CEMENTACIÓN POZO CIRA L1

**BAKER HUGHES**



**ECOPETROL S.A.**

RE-ABANDONO DEFINITIVO

----- 0436

16 DE ENERO DE 2017

Versión 0.0

Preparado para:

Ings. Efrain Sandoval  
Alexander Claros

Desarrollado por:	Revisado por:	Aprobado por:
Angela Marcela Forero	Gerardo González	Efraín Sandoval Alexander Claros

**OBSERVACIONES:**

Programa Preliminar. Los volúmenes de lechada y desplazamiento serán ajustados de acuerdo a las condiciones finales del pozo.

**COLOMBIA**

	<p style="text-align: center;">ADRIANO POZO LC 0436</p>	<p style="text-align: center;">G-PUM-F-OPS-004</p>
---	---	--

## TABLA DE CONTENIDOS

1.	OBJETIVO .....	2
2.	DISCUSIÓN .....	2
3.	PROCEDIMIENTO OPERATIVO .....	4
4.	PROPIEDADES Y MATERIALES REQUERIDOS .....	7
5.	ESTADO MECÁNICO.....	9



## 1. OBJETIVO

Realizar abandono definitivo del Pozo LC 0436, mediante el bombeo de tapones de cemento.

## 2. DISCUSIÓN

### 2.1 ABANDONO INTERMEDIO: TAPÓN DE CEMENTO DESDE 670 FT HASTA 500 FT

Teniendo en cuenta un gradiente geotérmico de 1.0 °F/100 ft, la temperatura estática a esta profundidad es de 92 °F y su correspondiente temperatura de circulación es 80 °F.

Se bombeará una lechada de cemento de 14.2 ppg para cubrir un intervalo de 170 ft dentro del Casing de 11 3/4" de 54 lb/ft y el anular entre los casing de 16" – 70 lb/ft y 11 3/4" – 54 lb/ft teniendo en cuenta el cañoneo que se va abrir en el intervalo 680' – 690'. Como preflujo se utilizará agua fresca.

### INFORMACIÓN DE TUBERIA Y CAPACIDADES

Para el cálculo de volúmenes se considera sarta compuesta por Difusor de 2 7/8" + 8 juntas TBG 2 7/8" EUE – 6.5 lb/ft + Cross over 2 7/8" + tubería de trabajo DP 2 7/8" IF – 10.4 lb/ft.

- |   |                             |
|---|-----------------------------|
| • Casing 11 3/4" – 54 lb/ft; ID=10.880" | Capacidad = 0.114994 Bbl/ft |
| • Casing 16" – 70 lb/ft; ID= 15.198"    | Capacidad = 0.224382 Bbl/ft |
| • Anular Csg 16" – Csg 11 3/4"          | Capacidad = 0.090263 Bbl/ft |
| • TBG 2 7/8" EUE – 6.5 lb/ft; ID=2.441" | Capacidad = 0.005788 Bbl/ft |
| • DP 2 7/8" IF – 10.4 lb/ft; ID=2.151"  | Capacidad = 0.004495 Bbl/ft |
| • Anular Csg 11 3/4" – TBG 2 7/8"       | Capacidad = 0.106964 Bbl/ft |

### Volúmen de Lechada

Casing 16" (670 ft – 500 ft), 170 ft	15.34 Bbls
Casing 11 3/4" (670 ft – 500 ft), 170 ft	19.55 Bbls
Exceso 4%	1.40 Bbls
	<hr/>
	36.29 Bbls

**Total Volúmen de Lechada Requerida** 36.0 Bbls



**2.2 ABANDONO DE SUPERFICIE: TAPÓN DE CEMENTO DESDE 120 FT HASTA SUPERFICIE.**

Teniendo en cuenta un gradiente geotérmico de 1.0 °F/100 ft, la temperatura estática a esta profundidad es de 86 °F y su correspondiente temperatura de circulación es 76 °F.

Se bombeará una lechada de cemento de 14.2 ppg para cubrir un intervalo de 120 ft dentro del Casing de 11 3/4", 60 lb/ft, y llenar los anulares entre los revestimientos de 16" – 70 lb/ft y 11 3/4" – 54 lb/ft y de 20" - 90 lb/ft y 16" – 70 lb/ft a través de los perforados que se van a abrir en el intervalo 69' – 79'. El fondo del tapón está definido en 120 ft, sobre el tope de una píldora de inhibidor + biocida que será bombeada previamente. Como pre-flujo se utilizará agua fresca.

**INFORMACION DE TUBERIA Y CAPACIDADES**

Para el cálculo de volúmenes se considera sarta compuesta por tubería de trabajo DP 2 7/8" IF – 10.4 lb/ft.

- |   |                             |
|---|-----------------------------|
| • Casing 11 3/4" – 54 lb/ft; ID=10.880" | Capacidad = 0.114994 Bbl/ft |
| • Casing 16" – 70 lb/ft; ID= 15.198"    | Capacidad = 0.224382 Bbl/ft |
| • Casing 20" – 90 lb/ft; ID= 19.160"    | Capacidad = 0.356621 Bbl/ft |
| • Anular Csg 16" – Csg 11 3/4"          | Capacidad = 0.090263 Bbl/ft |
| • Anular Csg 20" – Csg 16"              | Capacidad = 0.107932 Bbl/ft |
| • DP 2 7/8" IF – 10.4 lb/ft; ID=2.151"  | Capacidad = 0.004495 Bbl/ft |
| • Anular Csg 11 3/4" – DP 2 7/8"        | Capacidad = 0.106964 Bbl/ft |

**Volúmen de Lechada**

Casing 11 3/4" (120 ft – Sup.), 120 ft	13.80 Bbls
Anular Csg 16" – Csg 11 3/4", 79 ft	7.13 Bbls
Anular Csg 20" – Csg 16", 79 ft	8.53 Bbls
Exceso 18%	<u>5.30 Bbls</u>
	34.76 Bbls
<b>Total Volúmen de Lechada Requerida</b>	<b><u>35.0 Bbls</u></b>

	Programa de Cementación - 3436	G-PUM-F-OPS-004
---	-----------------------------------	-----------------

### 3. PROCEDIMIENTO OPERATIVO

#### Previo al Trabajo.

- Tener en locación la cantidad suficiente de cemento, agua y aditivos químicos para los trabajos.
- Verificar que todo el equipo de cementación involucrado en la operación haya sido inspeccionado de acuerdo a la lista de chequeo de BHI Pumping - Cementación.
- Llevar a cabo una reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación. Discutir procedimientos de trabajo, límites de presión, caudal de bombeo y demás parámetros de la operación. Presentar la información de seguridad y medioambiental y asignar responsabilidades al personal.
- Circular el pozo y asegurarse que quede completamente limpio.
- Colocar la tubería a la profundidad determinada para el trabajo.
- Recalcular el desplazamiento de acuerdo a las condiciones finales de tuberías y profundidades.
  - *Nota: Verificar con el Coman el tally de la tubería para recalcular desplazamientos.*
- Asegurarse de tener el área acordonada y los avisos de alta presión colocados para efectuar la prueba de líneas.

	Programa de Cementación - 3436	G-PUM-F-OPS-004
---	-----------------------------------	-----------------

#### EJECUCION TAPON INTERMEDIO

Secuencia Operacional Tapón Intermedio			
Etapa	Descripción del Evento	Tiempo	
		Evento (min)	Total (min)
1	Posicionar punta de tubería abierta a 670 ft.		
2	Probar línea durante 5 minutos con 1000 psi.	5	5
3	Mezclar en Batch Mixer 36 Bbbs de lechada de 14.2 ppg	60	65
4	Bombear 10 bbbs de agua fresca @ 1 bpm. (O hasta observar retornos en superficie).	10	75
5	Bombear 36 Bbbs de lechada de 14.2 ppg @ 1 bpm.	50	125
6	Desplazar con 1.28 Bbbs de agua fresca @ 1 bpm.	15	140
7	Parar bombeo y desconectar líneas.	10	150
8	Sacar 13 Juntas a la torre. (Posicionar tubería aprox. 200 ft por encima del tope teórico del tapón TOC= 490 ft).	60	210
9	Circular hasta obtener retornos limpios		
10	WOC 8 horas		
Tiempo operativo de la lechada de cemento: 210 min (3:30) Mínimo tiempo de bombeabilidad (210 min + 45 min): 255 min (4:15)			

	Programa de Cementación Módulo Operación 136	G-PUM-F-OPS-004
---	---	-----------------

**TAPON DE SUPERFICIE**

<b>Secuencia Operacional Tapón de Superficie</b>			
<b>Etapa</b>	<b>Descripción del Evento</b>	<b>Tiempo</b>	
		<b>Evento (min)</b>	<b>Total (min)</b>
1	Posicionar punta de tubería a 120 ft.		
2	Probar línea durante 5 minutos con 1000 psi.	5	5
3	Mezclar en Batch Mixer 35 Bbls de lechada 14.2 ppg	30	35
4	Abrir anular Csg 16" – Csg 11 3/4" y anular Csg 20" – Csg 16" y bombear 5 Bbl de agua fresca @ 0.5 bpm.	10	45
5	Circular 20 Bbls de lechada de 14.2 ppg @ 0.5 bpm, o hasta observar retorno en superficie por el anular de los revestimientos.	50	95
6	Cerrar anular.	5	100
7	Abrir BOP y bombear 15 Bbls de lechada de 14.2 ppg @ 1.0 bpm. Asegurar que haya retorno en superficie por el Csg 11 3/4".	20	120
8	Cerrar BOP.	5	125
Tiempo operativo de la lechada de cemento: 125 min (2:05)			
Mínimo tiempo de bombeabilidad (125 min + 45 min): 170 min (2:50)			



Programa de Cementación  
Abandono Pozo LC 0436

G-PUM-F-OPS-004

#### 4. PROPIEDADES Y MATERIALES REQUERIDOS

##### 4.1 Tapón Intermedio @ 775 ft

###### Propiedades de la Lechada de Cemento

Parámetro	Descripción
Cemento	Clase G Dyckerhoff, Lote 1601192
Densidad	14.2 ppg
Rendimiento	1.47 ft <sup>3</sup> /sk
Requerimiento de Agua	7.31 gal/sk
Diseño	Cemento + 1 ghs FP-6L + 0.1% FLC-42 + 0.8% A-7

###### Materiales Requeridos para 36 Bbls de Lechada de Cemento

Producto	Cantidad
Cemento	138 Sacos
Agua	24 Bbls
FP-6L	1 Gal
A-7	103 Lbs
FLC-42	13 Lbs

##### 4.2 Tapón de Superficie @ 120 ft

###### Propiedades de la Lechada de Cemento

Parámetro	Descripción
Cemento	Clase G Dyckerhoff, Lote 1601192
Densidad	14.2 ppg
Rendimiento	1.47 ft <sup>3</sup> /sk
Requerimiento de Agua	7.37 gal/sk
Diseño	Cemento + 1 ghs FP-6L + 0.1% FLC-42 + 1% A-7



	<p>Programa de Cementación</p>	<p>G-PUM-F-OPS-004</p>
---	--------------------------------	------------------------

## 6. ESTIMADO DE COSTOS



ITEM DEL CONTRATO	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VR. UNIT. US\$ (SIN IVA)	VR. TOTAL X POZO US\$ (SIN IVA)
<b>1</b>	<b>MOVILIZACION</b>				
1.1	Tabla 8 Movilizacion Set de Cementacion	EA	1	0.00	0.00
	<b>VALOR MOVILIZACION</b>				<b>0.00</b>
<b>2</b>	<b>CARGO BASICO DE EQUIPOS Y PERSONAL</b>				
2.1	SET BÁSICO PARA OPERACIONES DE ABANDONO. Contempla 3 días de operación ( Independiente de los tapones realizados) con el personal (24 horas) relacionado en las ET y los siguientes equipos: Bombas de ultima generación y Bulk Transport.	Trabajo	1	10,140.00	10,140.00
	<b>VALOR CARGO BASICO</b>				<b>10,140.00</b>
3.1	LECHADA PARA TAPONES BALANCEADOS (Hasta 4,000 ft) Lechadas con propiedades de temperatura densidad, resistencia, etc, de acuerdoal trabajo a realizar y soportada con pruebas de compatibilidad de laboratorio.	Bls	71	102.00	7,242.00
3.2	BJ FIBER LCM	LBS	0	10.00	0.00
	<b>VALOR LECHADA</b>				<b>7,242.00</b>
4	El IVA no está incluido en las tarifas, y se cargará de acuerdo a lo estipulado por ley				
	<b>TOTAL POZO</b>				<b>17,382.00</b>

**ANEXO K  
FORMA 10A POZO CIRA L1**

OxyAndina - MMCLQP  
Para dar respuesta cite este código:  
2017-00441  
FECHA: 2/8/17 9:01 AM



**GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN LA CIRA INFANTAS –TECA  
CECO: PR0611**

El Centro, 2 de febrero de 2017



Al responder cite radicado: R-511-2017-002790 Id: 162366  
Folios: 6 Asesor: 0 Fecha: 2017-02-08 10:05:25  
Dependencia: GERENCIA DE RESERVAS Y OPERACIONES  
Destinatario: JORGE ALIRIO ORTIZ TOVAR (VORP E)  
Serie: 511-50 SubSerie: 511-50-03

Ingeniero  
**JORGE ALIRIO ORTÍZ TOVAR**  
**Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH**  
Vicepresidencia de Operaciones, Participaciones y Regalías  
El Centro, Santander

ASUNTO: Forma 10ACR – Abandono Pozo | .....

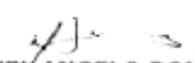
Respetado Ingeniero:

Enviamos para su consideración y aprobación un original firmado de la Forma 10ACR "Informe de taponamiento y abandono", del pozo

Cualquier información adicional que sea requerida, quedamos atentos para suministrarla.

Agradecemos que una vez efectuado el trámite de aprobación, devolver un original firmado a las Oficinas Generales de la Gerencia de Operaciones La Cira Teca.

De manera atenta,

  
**MICHEL ANGELO BOHORQUEZ LEON**  
Ingeniería Central VRC

Anexos: Lo enunciado, (6 Folios)  
CC. Archivo.  
MABL/CACB

Radicado No: 2-2017-071-311 Para responder cite  
Ecopetrol - CGC EL CENTRO  
Fecha: Feb 3 2017 10:04AM  
Dependencia: ANH  
Destino: JORGE ALIRIO ORTIZ TOVAR  
Original Folios: 1 Anexos: 0



2-2017-071-311



**El Centro – Santander, Colombia  
Teléfono (+762) 39781 – Fax 39680**

**ANEXO L**  
**COSTOS PROMEDIO ABANDONO Y REABANDONO ECOPELROL S.A**

**REABANDONO**

<b>COMPAÑÍA</b>	<b>VICEPRE</b>	<b>GERENCIA</b>	<b>CAMPO</b>	<b>NOMBRE COMUN DEL POZO</b>	<b>OBJETIVO PRINCIPAL</b>	<b>RIG O RIGLESS</b>	<b>TIPO DE EQUIPO</b>	<b>AÑO</b>	<b>COSTO (\$USD)</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 209	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>85.956,70</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 130	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>93.712,54</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 258	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>86.656,98</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 346	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>94.629,25</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 28	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>118.178,98</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 34	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>109.492,94</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 508	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>110.983,98</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 720	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>75.465,03</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 346	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>68.071,12</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 346	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2017	<b>184.317,88</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 436	REABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2017	<b>97.192,33</b>

## ABANDONO

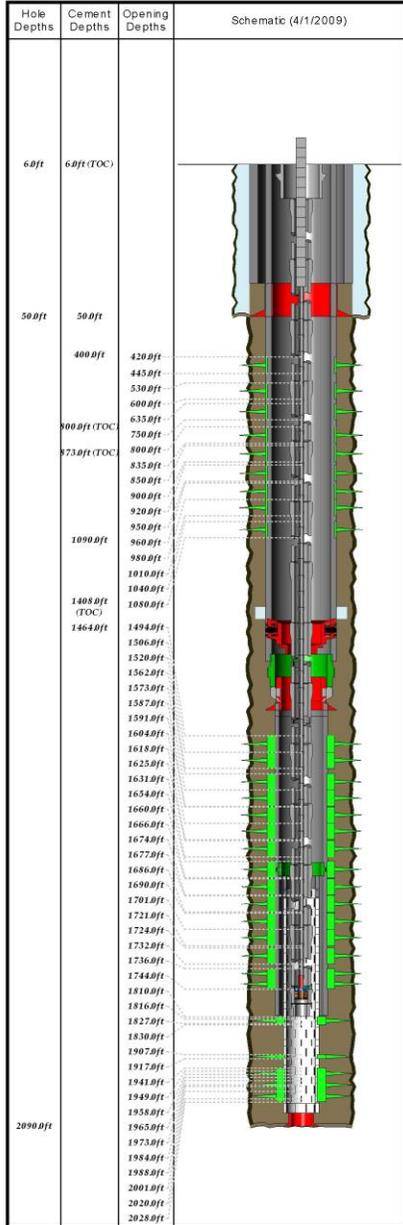
COMPañÍA	VICE PRE	GERENCIA	CAMPO	NOMBRE COMUN	OBJETIVO PRINCIPAL	RIG O RIGLESS	TIPO DE EQUIPO	AÑO	COSTO (\$USD)
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 54	ABANDONO	RIGLESS	EQ. MEN DE SERVICIO	2016	<b>64.261,06</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 1317	ABANDONO	RIG	EQ. MEN DE SERVICIO	2016	<b>40.959,67</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	LA CIRA 1245	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>92.368,86</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 285	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>102.897,67</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 8	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>149.205,04</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 834	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>86.696,58</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 1677	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>52.905,31</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 820	ABANDONO	RIGLESS	EQ. MEN DE SERVICIO	2016	<b>70.993,45</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 824	ABANDONO	RIGLESS	EQ. MEN DE SERVICIO	2016	<b>64.665,53</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 1223	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>74.189,69</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 602	ABANDONO	RIGLESS	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>90.707,88</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 810	ABANDONO	RIGLESS	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>73.306,02</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 826	ABANDONO	RIG	EQ. MEN DE SERVICIO	2016	<b>70.856,02</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 494	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>69.708,38</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 844	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>67.222,06</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 847	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>85.286,39</b>

<b>COMPAÑÍA</b>	<b>VICE PRESIDENCIA</b>	<b>GERENCIA</b>	<b>CAMPO</b>	<b>NOMBRE COMUN DEL POZO</b>	<b>OBJETIVO PRINCIPAL</b>	<b>RIG O RIGLESS</b>	<b>TIPO DE EQUIPO</b>	<b>AÑO</b>	<b>COSTO (\$USD)</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 821	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>64.112,69</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 848	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>84.155,69</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	LA CIRA	LA CIRA 849	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>70.089,97</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 1625	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2016	<b>37.220,59</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 1625	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2017	<b>39.712,87</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	INFANTAS 309	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2017	<b>88.643,76</b>
ECOPETROL S.A.	VRC	GCT	INFANTAS	LA CIRA 1433	ABANDONO	RIG	EQ. MAY DE SERVICIO	2017	<b>57.752,99</b>

# ANEXO M INFORMACIÓN POZOS MUESTRA



<b>Company: OXY ANDINA</b>	<b>Project: INFANTAS</b>
<b>Site: INFANTAS CENTRAL</b>	<b>Well: INFA0183</b>
<b>Event: WELL MAINT - RIG</b>	<b>VERTICAL PRODUCER</b>
<b>Start Date: 3/14/2009</b>	<b>End Date: 3/17/2009</b>



HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
19.125" HOLE	6.0	50.0
14.75" HOLE	50.0	2,090.0

REFERENCE DATUM	
Coord X (E/W):	1,035,310.00m
Coord Y (N/S):	1,257,570.00m
Fecha de Actualización:	03/18/2009
Original KB#	69.9
Water Depth:	363.3

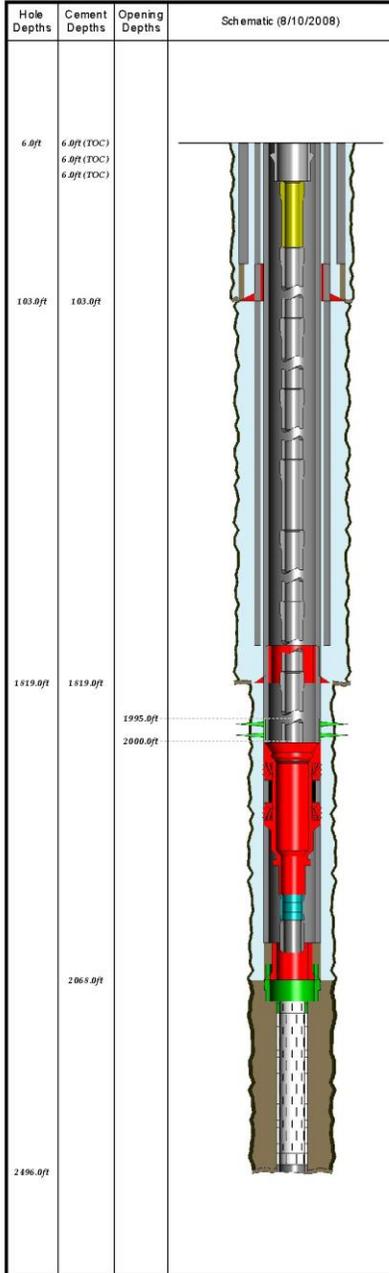
PERFORATIONS						
Start Date: 5/5/1927 00:00 Contractor: ECOPEPETROL						
Method: Conveyed WIRELINE						
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc
5/5/1927 00:00	420.0	445.0	4.00			
5/5/1927 00:00	530.0	600.0	4.00			
5/5/1927 00:00	635.0	750.0	4.00			
5/5/1927 00:00	800.0	835.0	4.00			
5/5/1927 00:00	850.0	900.0	4.00			
5/5/1927 00:00	920.0	950.0	4.00			
5/5/1927 00:00	960.0	980.0	4.00			
5/5/1927 00:00	980.0	1,010.0	4.00			
5/5/1927 00:00	1,040.0	1,080.0	4.00			

PERFORATIONS						
Start Date: 12/1/2008 02:30 Contractor: ERAZO VALENCIA						
Method: Conveyed WIRELINE						
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc
12/1/2008 00:00	1,494.0	1,506.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,506.0	1,520.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,562.0	1,573.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,573.0	1,587.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,591.0	1,604.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,604.0	1,616.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,625.0	1,631.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,654.0	1,660.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,666.0	1,674.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,677.0	1,686.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,690.0	1,701.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,701.0	1,721.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,724.0	1,732.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,736.0	1,744.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,810.0	1,816.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,827.0	1,830.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,907.0	1,917.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,941.0	1,949.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,958.0	1,965.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,973.0	1,984.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	1,988.0	2,001.0	2.00	SUCKWALL	3.125	
12/1/2008 00:00	2,020.0	2,026.0	2.00	SUCKWALL	3.125	

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drft ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	48.0	2	16.000	71.00	J-55	LTC	15.642	15.642
FLOAT SHOE	48.0	50.0	1	16.000					
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drft ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	1,477.0	49	11.000	60.00		LTC	10.772	
CASING JOINT(S)	1,477.0	1,477.0	49						
FLOAT SHOE	1,477.0	1,479.0	1	11.000				10.772	
CASING JOINT(S)	1,479.0	1,479.0	1						
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drft ID (in)
PACKER	1,464.0	1,466.0	1	11.000	23.00	N-50		0.001	
PRODUCTION LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drft ID (in)
LINER HANGER	1,466.0	1,470.0	1	10.500					8.017
CROSSOVER	1,470.0	1,473.0	1	10.500					8.017
CASING JOINT(S)	1,473.0	1,496.0	1	8.250	28.00	J-55			8.017
CASING JOINT(S)	1,496.0	1,806.0	14	8.250	28.00	J-55			8.017
PRODUCTION LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drft ID (in)
LINER HANGER	1,777.0	1,779.0	1	7.750					4.975
CASING JOINT(S)	1,779.0	1,803.0	1	5.500	19.00				4.975
SLOTTED CASING	1,803.0	2,089.0	12	5.500	19.00				4.975
FLOAT SHOE	2,089.0	2,090.0	1	5.500					4.975

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.

<b>Company:</b> OXY ANDINA	<b>Project:</b> INFANTAS
<b>Site:</b> INFANTAS CENTRAL	<b>Well:</b> INFA0039
<b>Event:</b> RECOMPLETION	<b>VERTICAL PRODUCER</b>
<b>Start Date:</b> 7/29/2008	<b>End Date:</b> 8/4/2008



HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
16" HOLE	6.0	103.0
14.75" HOLE	103.0	1,819.0
10.825" HOLE	1,819.0	2,496.0

REFERENCE DATUM	
Coord X (E/W): 1,035,303.00m	
Coord Y (N/S): 1,258,973.00m	ORIGINAL KBØ03.2ft
Fecha de Actualización: 6/6/2008	Ground Level: 297.2ft

PERFORATIONS						
Start Date: 4/8/2008 00:00 Contractor: SCHLUMBERGER						
Method: Corveyes						
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc
4/8/2008 00:00	1,995.0	2,000.0	4.00			ULTRAJET 25A

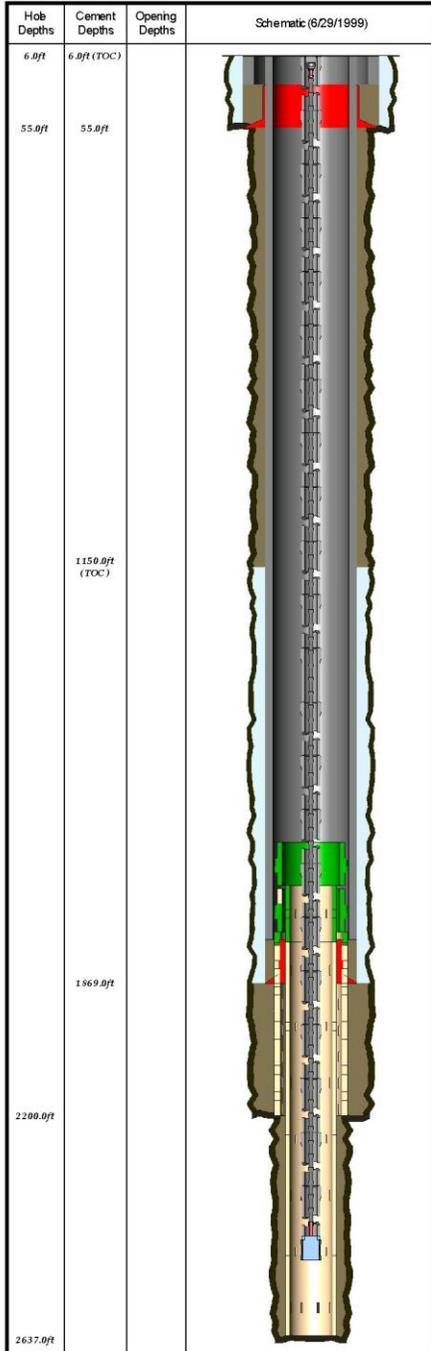
CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	102.0	3	15.500	71.00	J-55	EUE	15.642	15.642
FLOAT SHOE	102.0	103.0	1	15.500					
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	1,819.0	61	11.000	54.00	J-55	EUE	10.880	10.880
FLOAT SHOE	1,818.0	1,819.0	1	11.000					
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	2,067.0	97	8.250				7.907	7.907
FLOAT SHOE	2,067.0	2,068.0	1	8.250					
PRODUCTION LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
LINER HANGER	2,033.0	2,037.0	1	8.250				4.090	4.090
SLOTTED CASING	2,037.0	2,495.0	22	4.500	9.50	J-55	EUE	4.090	4.090
PLUG BACK	2,495.0	2,496.0	1	4.500				0.001	0.001

WELLBORE EQUIPMENT									
PACKER ASSEMBLY									
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	
TUBING HANGER	1	6.0	8.9	11.000	2.992		BRD	0.00	
PUP JOINT	2	6.9	18.9	3.500	2.992	J-55	External-Ups	9.30	
TUBING JOINT(S)	64	18.9	2,002.2	3.500	2.992	J-55	External-Ups	9.30	
PACKER	1	2,002.2	2,005.5	8.625	2.992		BRD	0.00	
SEATING NIPPLE	1	2,005.5	2,006.6	3.500	2.750		BRD	0.00	
TUBING COUPLING	1	2,006.6	2,007.1	3.500	2.992		BRD	0.00	

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.







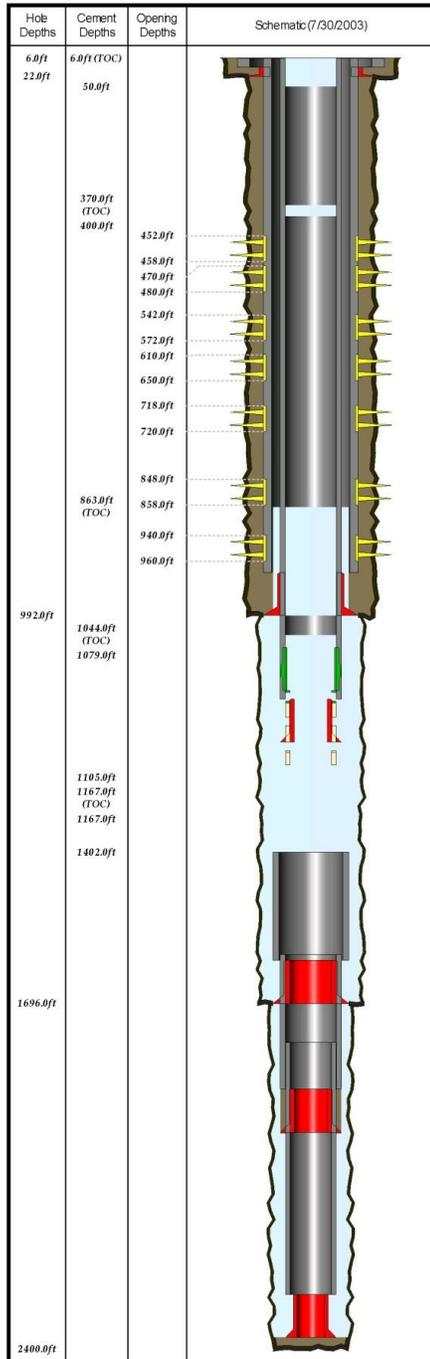
HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
17.5"HOLE	6.0	55.0
12.25"HOLE	55.0	2,200.0
7"HOLE	2,200.0	2,637.0

REFERENCED DATUM	
Coord X (E/W): 1,034,319.90m	Original KB: 398.2ft
Coord Y (N/S): 1,254,217.80m	Water Depth: 392.2ft
Fecha de Actualización: 06/29/1999	

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	54.0	2	18.000	71.00	J-55		15.642	0.000
FLOATSHOE	54.0	55.0	1	18.000	0.00			15.642	0.000
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	1,868.0	62	10.750	80.00	J-55		10.000	0.000
FLOATSHOE	1,868.0	1,868.0	1	10.750	0.00			10.000	0.000
SCREEN / SLOTTED LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
LINER HANGER	1,847.0	1,849.0	1	8.625	0.00			8.000	0.000
SLOTTED CASING	1,849.0	2,200.0	17	8.625	28.00			8.000	0.000
SCREEN / SLOTTED LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
LINER HANGER	1,838.0	1,840.0	1	8.625	0.00			8.000	0.000
SLOTTED CASING	1,840.0	2,629.0	29	8.600	40.00			8.000	0.000

WELLBORE EQUIPMENT								
TUBING STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
TUBING JOINT(S)	80	6.0	2,476.3	2.375	2.175			0.00
SEATING NIPPLE	1	2,476.3	2,477.0	2.375	2.175			0.00
ROD STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
POLISHED ROD	1	6.0	22.0	1.125				
CROSSOVER	1	22.0	24.0	1.125				
PONY ROD	1	24.0	38.0	0.625				
CROSSOVER	1	38.0	40.0	0.625				
ROD(S)	96	40.0	2,465.0	0.625				
PONY ROD	1	2,465.0	2,467.0	0.625				
INSERT PUMP	1	2,467.0	2,477.0	2.000				

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.



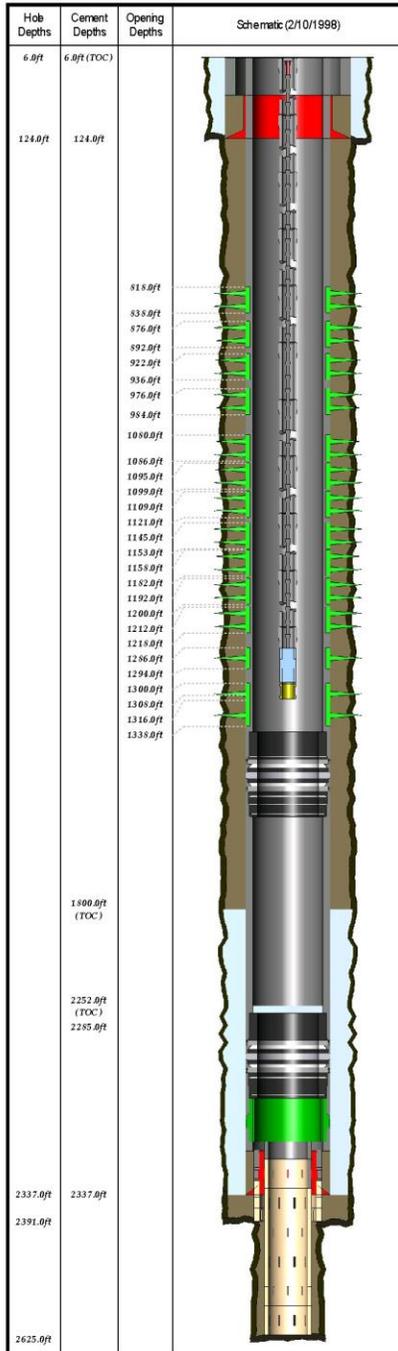
HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
26" HOLE	6.0	22.0
19" HOLE	22.0	992.0
14.75" HOLE	992.0	1,696.0
11" HOLE	1,696.0	2,400.0

REFERENCED DATUM	
Coord X (E/W):	1,035,794.00m
Coord Y (N/S):	1,256,817.00m
Fecha de Actualización:	7/30/2003
Original KB:	402.6ft
Water Depth:	396.6ft

PERFORATIONS							
Start Date: 8/14/1925				Contractor: ECOPETROL			
Method:				Conveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shd/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
8/14/1925 00:00	452.0	458.0	0.50				PERFORATED
8/14/1925 00:00	470.0	480.0	0.50				PERFORATED
8/14/1925 00:00	542.0	572.0	0.50				PERFORATED
8/14/1925 00:00	610.0	630.0	0.50				PERFORATED
8/14/1925 00:00	718.0	720.0	0.50				PERFORATED
8/14/1925 00:00	848.0	858.0	0.50				PERFORATED
8/14/1925 00:00	940.0	960.0	0.50				PERFORATED

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	20.0	1	24.000		J-55	EUE	23.200	
FLOAT SHOE	20.0	22.0	1	24.000				23.200	
INTERMEDIATE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	990.0	45	15.500	71.00	H-40	EUE	15.198	
FLOAT SHOE	990.0	992.0	1	15.500				15.198	
INTERMEDIATE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	1,402.0	1,694.0	13	12.500	45.30	J-55	EUE	12.356	
FLOAT SHOE	1,694.0	1,696.0	1	12.500				12.356	
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	1,678.0	1,927.0	50	10.000	45.30	J-55	EUE	10.050	
FLOAT SHOE	1,927.0	1,929.0	1	10.000				10.050	
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	1,103.0	291	10.000	45.30	J-55	EUE	10.050	
FLOAT SHOE	1,103.0	1,105.0	1	10.000				10.050	
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	1,802.0	2,367.0	28	8.250	24.00	J-55	EUE	8.097	
FLOAT SHOE	2,367.0	2,369.0	1	8.250				8.097	
SCREEN / SLOTTED LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
LINER HANGER	1,079.0	1,080.0	1	10.000	8.250	J-55	EUE	8.250	
SLOTTED CASING	1,080.0	1,167.0	4	8.250	24.00	J-55	EUE	8.097	

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.
8/10/1925 00:00		
8/10/1925 00:00		



HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
18.625" HOLE	6.0	124.0
14.75" HOLE	124.0	2,337.0
14.75" HOLE	2,337.0	2,391.0
7" HOLE	2,391.0	2,625.0

REFERENCE DATUM	
Coord X (EW): 1,034,914.30m	Original KB: 366.4ft
Coord Y (N/S): 1,258,540.40m	Water Depth: 360.4ft
Fecha de Actualización: 02/10/1998	

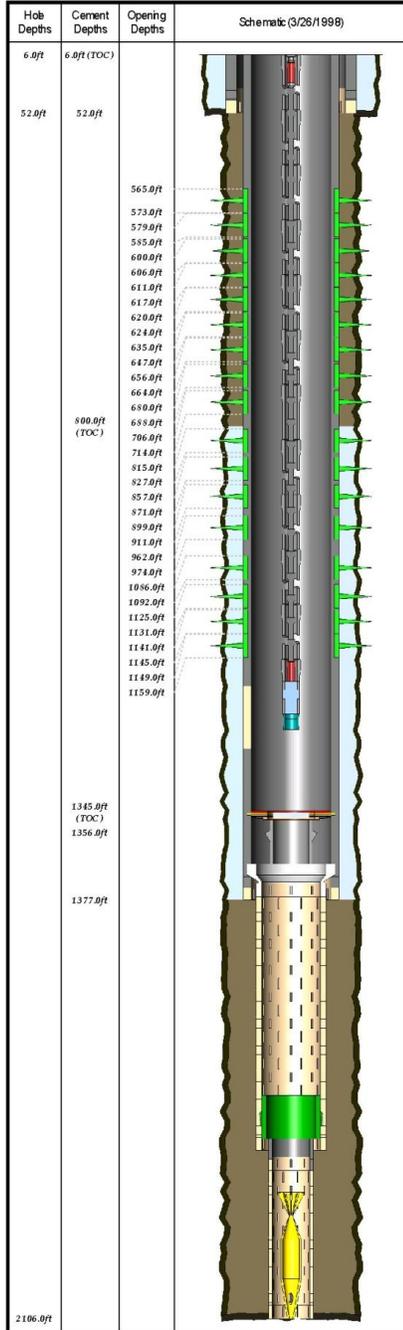
PERFORATIONS							
Start Date: 4/17/1990 00:00				Contractor: ECOPETROL			
Method:				Conveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
4/17/1990 00:00	818.0	838.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	876.0	892.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	922.0	936.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	976.0	984.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,080.0	1,086.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,085.0	1,099.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,109.0	1,121.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,145.0	1,153.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,158.0	1,162.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,192.0	1,200.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,212.0	1,218.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,286.0	1,294.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,300.0	1,308.0	4.00				PERFORATED
4/17/1990 00:00	1,316.0	1,338.0	4.00				PERFORATED

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	122.0	4	16.000	71.00	J-55	LTC	15.192	0.000
FLOAT SHOE	122.0	124.0	1	16.000	0.00			15.192	0.000
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	2,335.0	79	10.750	80.00	J-55	LTC	10.772	0.000
FLOAT SHOE	2,335.0	2,337.0	1	10.750	0.00			10.772	0.000
SCREEN / SLOTTED LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	2,331.0	2,337.0	1	8.625	32.00	J-55		7.907	0.000
SLOTTED CASING	2,337.0	2,391.0	3	8.625	32.00	J-55		7.907	0.000
SCREEN / SLOTTED LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
LINER HANGER	2,287.0	2,291.0	1	10.750	0.00	J-55		8.287	0.000
CASING JOINT(S)	2,291.0	2,312.0	1	8.000	12.24	J-55		8.287	0.000
SLOTTED CASING	2,312.0	2,617.0	15	6.000	12.24	J-55		8.287	0.000

WELLBORE EQUIPMENT								
TUBING STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
TUBING JOINT(S)	61	6.0	1,302.0	2.375	1.995			0.00
TAIL JOINT	1	1,302.0	1,310.0	2.000	0.001			0.00
PLUG BACK								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
BRIDGE PLUG (RETRIEVABLE)	1	1,365.0	1,367.0	10.750	0.001		LTC	80.00
PLUG BACK								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
CEMENT RETAINER (PERMANENT)	1	2,285.0	2,287.0	10.750	0.001		LTC	80.00
ROD STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
POLISHED ROD	1	6.0	22.0	1.125				
POWVY ROD	1	22.0	28.0	0.625				
ROD(S)	63	28.0	1,288.0	0.625				
PUMP 30-175-RHAC-20-3-1-2	1	1,288.0	1,298.0	2.000				

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc
4/17/1990 00:00	Damaged Casing	POSSIBLE COLAPSO





HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
19.125" HOLE	6.0	52.0
14.75" HOLE	52.0	2,106.0

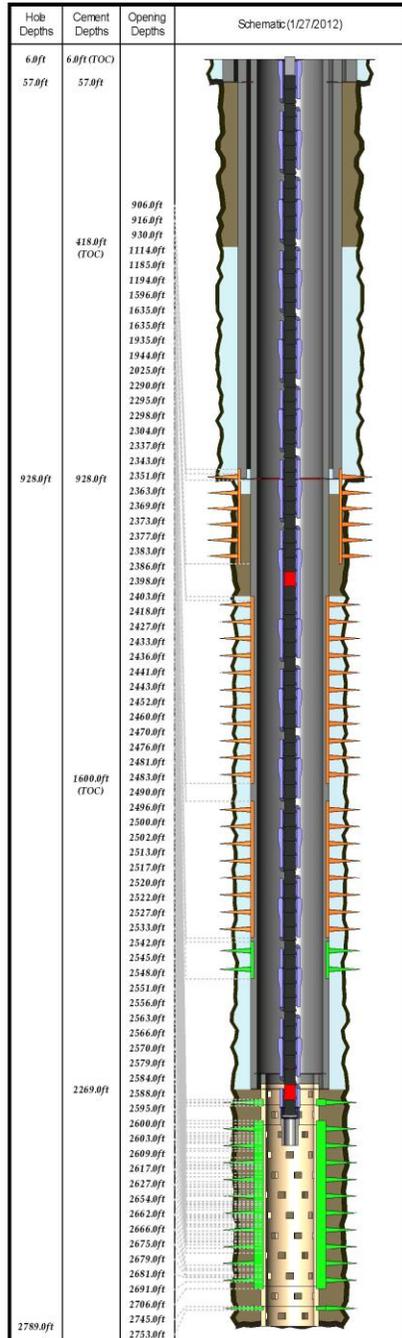
REFERENCEDATUM	
Coord X(E/W): 1,034,922.00m	
Coord Y(N/S): 1,255,759.70m	Original KB 336.6ft
Fecha de Actualización: 03/27/1998	Water Depth: 330.6ft

PERFORATIONS							
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
12/28/1926 00:00	565.0	573.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	579.0	585.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	600.0	606.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	611.0	617.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	620.0	624.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	635.0	647.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	656.0	664.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	680.0	685.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	706.0	714.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	815.0	827.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	857.0	871.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	899.0	911.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	962.0	974.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	1,086.0	1,092.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	1,125.0	1,131.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	1,141.0	1,145.0	4.00				PERFORATED
12/28/1926 00:00	1,149.0	1,159.0	4.00				PERFORATED

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Botm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	50.0	2	16.000	71.00	J-55		15.642	0.000
SLOTTED CASING	50.0	52.0	1	16.000				15.642	0.000
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Botm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	1,375.0	48	11.750	60.00				
SLOTTED CASING	1,375.0	1,377.0	1	11.750					
SCREEN / SLOTTED LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Botm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
TUBING HANGER	1,358.0	1,362.0	1	10.750					
CROSSOVER	1,362.0	1,365.0	1	10.750					
SLOTTED CASING	1,365.0	1,750.0	14	8.625	32.00	J-55			
CEMENT RETAINER PACKER									
Component Name	Top MD (ft)	Botm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
GRAVEL PACKER	1,356.0	1,358.0	1	10.750					
PLUG BACK									
Component Name	Top MD (ft)	Botm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
RISH	2,033.0	2,106.0	1	5.000					
SCREEN / SLOTTED LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Botm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
LINER HANGER	1,725.0	1,725.0	1	7.750					
CASING JOINT(S)	1,725.0	1,747.0	1	5.500	19.00				
SLOTTED CASING	1,747.0	2,106.0	16	5.500	19.00				

WELLBORE EQUIPMENT								
TUBING STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Botm MD (ft)	Nominal OD (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	
TUBING JOINT(S)	39	6.0	1,197.0	2.375	1.995	J-55	External-Ups	4.70
SEATING NIPPLE	1	1,197.0	1,197.7	2.000				
ROD STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Botm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
POLISHED ROD	1	6.0	21.0	1.050				
CROSSOVER	1	21.0	23.0	1.050				
PONY ROD	1	23.0	29.0	1.000				
CROSSOVER	1	29.0	31.0	1.000				
ROD(S)	50	31.0	1,185.0	1.000				
PONY ROD	1	1,185.0	1,187.0	1.000				
PUMP RWTC	1	1,187.0	1,197.0	2.083				

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.



HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
22" HOLE	6.0	57.0
18.125" HOLE	57.0	928.0
14.75" HOLE	928.0	2,789.0

REFERENCE DATUM		
Coord X (E/W):	1,032,886.00m	
Coord Y (N/S):	1,263,058.00m	
Fecha de Actualización:	1/27/2012	Original KB: 331.5ft Water Depth: 331.5ft

PERFORATIONS							
Start Date: 3/30/1950				Contractor: ECOPETROL			
Method				Conveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shd/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
3/30/1950 00:00	908.0	918.0	0.50				PERFORATED
3/30/1950 00:00	930.0	1,114.0	0.50				PERFORATED
3/30/1950 00:00	1,194.0	1,598.0	0.50				PERFORATED
3/30/1950 00:00	1,944.0	2,025.0	0.50				PERFORATED

PERFORATIONS							
Start Date: 8/1/1938				Contractor: ECOPETROL			
Method				Conveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shd/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
8/1/1938 00:00	1,185.0	1,635.0	0.17				PERFORATED
8/1/1938 00:00	1,635.0	1,935.0	0.71				PERFORATED

PERFORATIONS							
Start Date: 7/19/2007				Contractor: ECOPETROL			
Method				Conveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shd/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
7/19/2008 00:00	2,290.0	2,295.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,298.0	2,304.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,337.0	2,345.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,351.0	2,363.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,389.0	2,373.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,377.0	2,385.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,388.0	2,388.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,403.0	2,418.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,427.0	2,433.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,498.0	2,441.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,443.0	2,450.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,460.0	2,470.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,478.0	2,481.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,493.0	2,490.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,498.0	2,500.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,502.0	2,513.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,517.0	2,520.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,522.0	2,527.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,533.0	2,540.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,545.0	2,548.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,551.0	2,556.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,563.0	2,566.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2007 00:00	2,570.0	2,579.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,584.0	2,588.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/20/2008 00:00	2,595.0	2,600.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,633.0	2,639.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,617.0	2,627.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,654.0	2,662.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,696.0	2,675.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,679.0	2,691.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,691.0	2,706.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED
7/19/2008 00:00	2,745.0	2,753.0	2.00	SLICKWALL	3.125		PERFORATED

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	55.0	2	20.000	88.20	J-55	EUE	19.190	19.002
FLOAT SHOE	55.0	57.0	1	20.000					

INTERMEDIATE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	928.0	29	15.500	71.00	J-55	EUE	15.188	15.010
FLOAT SHOE	928.0	928.0	1	15.500					

PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	2,267.0	72	11.750	80.00	J-55	EUE	10.772	10.625
FLOAT SHOE	2,267.0	2,268.0	1	11.750					

PRODUCTION LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
LINER HANGER	2,234.0	2,235.0	1	10.750				7.907	7.700
CASING JOINT(S)	2,235.0	2,257.0	1	8.625				7.907	7.700
SLOTTED LINER	2,257.0	2,789.0	23	8.625	38.00	J-55	EUE	7.825	7.700

**ANEXO N  
CÁLCULOS DE CEMENTACIÓN**

Pozo INFA0010		ID (In)		Longitud (Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD
				Tope (MD)	Base (MD)				
Tapón de fondo		12,325		452	960	74,96	86,21	9.051,92	26.059,25
Tapón intermedio		12,325		150	350	29,51	33,94	3.563,75	
Tapón de superficie	Sección A	12,325		6	100	13,87	15,95	1.674,96	
	Sección B	23,2	15,5	0	27	7,82	8,99	943,77	
	Sección C	26	24	0	22	2,14	2,46	258,06	
Pozo INFA0107		ID (in)		Longitud( Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD
				Tope (MD)	Base (MD)				
Tapón de fondo		10,772		818	1338	58,62	67,41	7.077,81	25.163,14
Tapón intermedio		10,772		200	600	45,09	51,85	5.444,47	
Tapón de superficie	Sección A	10,772		6	120	12,85	14,78	1.551,67	
	Sección B	15,192	10,75	0	22	2,46	2,83	297,38	
	Sección C	18,625	16	0	22	1,94	2,23	234,56	

Pozo INFA0151		ID (In)		Longitud (Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD
				Tope (MD)	Base (MD)				
Tapón de fondo		7,800		2450	2739	17,08	19,64	2.062,48	18.001,20
Tapón intermedio		10,200		1500	1700	20,21	23,25	2.440,81	
Tapón de superficie	Sección A	10,2		6	120	11,52	13,25	1.391,26	
	Sección B	15,192	10,75	0	69	7,72	8,88	932,68	
	Sección C	18,625	16	0	65	5,74	6,60	693,00	
Pozo INFA0212		ID (In)		longitud (Ft)		Volumen (BI)	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	
				Tope (MD)	Base (MD)				
Tapón de fondo		7,907		2295	2753	27,82	31,99	3.358,86	33.045,63
Tapón intermedio		10,772		905	2026	126,36	145,32	15.258,13	
Tapón de superficie	Sección A	10,772		6	120	12,85	14,78	1.551,67	
	Sección B	19,19	11,75	0	62	13,86	15,94	1.674,13	
	Sección C	22	20	0	57	4,65	5,35	561,64	

Pozo INFA0183		ID (In)		longitud (Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD
				Tope (MD)	Base (MD)				
Tapón de fondo		4,905		1810	2028	5,10	5,86	615,23	24.971,64
		8,017		1494	1736	15,11	17,38	1.824,49	
Tapón intermedio		10,772		420	1080	74,40	85,56	8.983,38	
Tapón de superficie	Sección A	10,772		6	120	12,85	14,78	1.551,67	
	Sección B	15,642	11	0	55	6,61	7,60	797,88	
	Sección C	19,125	16	0	50	5,33	6,13	643,78	
Pozo INFA0165		ID (In)		longitud (Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD
				Tope (MD)	Base (MD)				
Tapón de fondo		10,772		815	1159	38,78	44,59	4.682,24	20.038,10
Tapón intermedio		10,772		573	714	15,89	18,28	1.919,18	
Tapón de superficie	Sección A	10,772		6	120	12,85	14,78	1.551,67	
	Sección B	15,642	11,75	0	57	5,90	6,79	712,81	
	Sección C	19,125	16	0	52	5,54	6,38	669,53	

Pozo INFA0161		ID (In)		longitud (Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD		
				Tope (MD)	Base (MD)						
Tapón de fondo		8		2430	2460	1,87	2,14	225,22	22.729,17		
		10		1864	2428	54,79	63,01	6.615,80			
Tapón intermedio		10		1192	1460	26,03	29,94	3.143,68			
Tapón de superficie	Sección A	10		6	120	11,07	12,74	1.337,24			
		Sección B	15	10,75	0	44	4,68	5,38	564,84		
		Sección C	18	16	0	39	2,58	2,96	311,08		
Pozo INFA0143		ID (In)		longitud (Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD		
				Tope (MD)	Base (MD)						
Tapón de fondo		9,125		210	410	16,18	18,60	1.953,43	15.348,73		
Tapón de superficie		Sección A		9,125	6	140	10,84	12,46		1.308,80	
		Sección B		17,5	10	0	57	11,42		13,13	1.379,02
		Sección C		19,125	18	0	52	2,11		2,43	254,76

Pozo INFA0140		ID (In)		longitud (Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD	
				Tope (MD)	Base (MD)					
Tapón de fondo		5,8		2100	2500	13,07	15,03	1.578,41	19.320,44	
Tapón intermedio		10		1050	1450	38,86	44,69	4.692,05		
Tapón de superficie	Sección A	10		6	120	11,07	12,74	1.337,24		
	Sección B	15,64	2	10,75	0	59	7,40	8,51		893,54
	Sección C	17,5	16	0	55	2,68	3,09	324,19		
Pozo INFA0039		ID (In)		longitud (Ft)		Volumen BI	Volumen + 15% Exceso	Costo de la lechada USD	USD	
				Tope (MD)	Base (MD)					
Tapón de fondo		7,907		1980	2010	1,82	2,10	220,01	16.671,39	
Tapón intermedio		7,907		1100	1500	24,29	27,94	2.933,50		
Tapón de superficie	Sección A	7,907		6	120	6,92	7,96	836,05		
	Sección B	10,88	8,25	0	108	5,28	6,07	637,38		
	Sección C	15,5	11	0	103	11,93	13,72	1.440,78		
	Sección D	16	15,64	2	0	103	1,13	1,30	136,86	

 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 Luis Enrique Dick Bernal y Paula Carolina Ojeda Triana en calidad de titulares de la obra **Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el Campo La Cira Infantas**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, índice y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

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

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

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	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.	
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	X
	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.	

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:

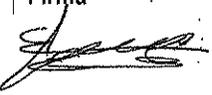
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

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 indicaré (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 la ciudad de Bogotá, a los 08 días del mes de Agosto del año 2017.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Luis Enrique	Dick Bernal
<b>Documento de identificación No</b> 1.020.775.207	<b>Firma</b> 
<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Paula Carolina	Ojeda Triana
<b>Documento de identificación No</b> 1.032.458.493	<b>Firma</b> 