

**EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA AFT (*ACTIVATION FLOW TOOL*) PARA LA OBTENCIÓN DE
REGISTRO DE INYECCIÓN EN LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA
CIRA INFANTAS**

ADRIÁN AUGUSTO RUIZ VASCO

NINI JOHANNA QUINTERO DURÁN



Empresa GPC



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

2015

**EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA AFT (*ACTIVATION FLOW TOOL*) PARA LA OBTENCIÓN DE
REGISTRO DE INYECCIÓN EN LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA
CIRA INFANTAS**

ADRIÁN AUGUSTO RUIZ VASCO

NINI JOHANNA QUINTERO DURÁN

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener título de
Ingeniero de Petróleos**

DIRECTOR

M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

CODIRECTOR

ING. IVÁN CAMILO GÓMEZ MALAGON

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

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

2015

DEDICATORIA

A Dios gracias por colmarnos de bendiciones a lo largo de esta etapa de aprendizaje que hoy culmina, por nunca dejarnos solos, por darnos la sabiduría para superar los obstáculos y la fortaleza para levantarnos siempre con la esperanza de un mejor mañana, para Él toda la gloria.

A nuestros padres por su amor y apoyo incondicional, por su paciencia, comprensión y sabios consejos, por los valores inculcados, por su compromiso constante, a ellos infinitas gracias, pues son y serán siempre nuestra inspiración y motivación en el cumplir nuestros sueños.

A nuestros compañeros y profesores por haber contribuido en nuestra formación personal y profesional.

Con afecto, Adrián Ruíz y Nini Quintero.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus agradecimientos:

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por contribuir en nuestra formación y aprendizaje.

A OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC por habernos brindado la oportunidad de realizar nuestro proyecto de grado en la compañía.

A HOTWELL COLOMBIA y COLREGISTROS S.A.S por habernos concedido el espacio para conocer el manejo operacional de sus herramientas con el fin de adquirir conocimiento en pro de la realización de este proyecto.

A los ingenieros M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO e IVÁN CAMILO GÓMEZ MALAGON por habernos dedicado gran parte de su tiempo compartiendo con nosotros sus conocimientos y experiencias, con las cuales contribuyeron al cumplimiento satisfactorio de los objetivos. Así mismo por su apoyo y continua motivación para nuestro crecimiento profesional.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.....	21
1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	22
1.2 GEOLOGÍA	25
1.3.1 Columna estratigráfica.	25
1.3.2 Descripción de formaciones geológicas.....	26
1.3.2.1 Secuencia Mesozóica	27
1.3.2.2 Secuencia Cretácea.....	27
1.3.2.3 Secuencia Cenozóica.	30
1.3.3 Geología estructural.....	33
1.3.3.1 La Cira	33
1.3.3.2 Infantas	33
1.3.4 Geología del petróleo.....	34
1.3.4.1 Roca Fuente.	34
1.3.4.2 Roca reservorio.....	35
1.3.4.3 Roca Sello.....	35
1.3.4.3 Trampa.....	35
1.3.5 Propiedades de los fluidos.....	35
2. INYECCIÓN DE AGUA.....	37
2.1 PRINCIPIOS BÁSICOS	41
2.1.1. Propiedades importantes en la inyección de agua.....	44
2.1.1.1 Mojabilidad.....	44
2.1.1.2 Número Capilar	45
2.1.1.3 Permeabilidades Relativas.....	45
2.1.1.4 Presión Capilar	46
2.1.1.5 Relación de Movilidades	47
2.1.2. Factores que afectan la inyección de agua.....	48

2.1.2.1 Litología y propiedades de la roca	48
2.1.2.2 Geometría del yacimiento	49
2.1.2.3 Profundidad del yacimiento	49
2.1.2.4 Continuidad de la roca	49
2.1.2.5 Distribución de las saturaciones de los fluidos.....	50
2.1.2.6 Propiedades de los fluidos de yacimiento	50
2.2 POTENCIAL DE INYECCION DE AGUA.....	51
2.3 PATRÓN DE INYECCION LA CIRA INFANTAS.....	53
2.4 COMPLETAMIENTO POZOS INYECTORES LA CIRA INFANTAS	54
2.5 INYECCION SELECTIVA POZOS LA CIRA INFANTAS	57
2.5.1 Herramientas Utilizadas en la Inyección Selectiva.....	60
2.5.1.1 Empaques.....	60
2.5.1.1.1 Empaque Recuperable Hidráulico “PCS-5”	60
2.5.1.2 Mandriles	63
2.5.1.2.1 Mandriles con bolsillo de 1 ½ ID (serie M)	63
2.5.1.3 Válvulas reguladoras de Flujo (VRF)	64
2.5.1.4 Conector On / OFF Tool.....	65
2.6 REGISTROS DE INYECCIÓN DE AGUA	66
2.6.1 SPINNERS DE DIFERENTES TIPOS (ILT INJECTION LOGGING TEST) ..	67
2.6.2 TRAZADORES	68
2.6.2.1 Trazadores de agua y gas.	68
2.6.2.2 Clasificaciones de los Trazadores.	69
2.6.2.2.1 Trazadores Químicos.....	69
2.6.2.2.2 Trazadores de Partición	70
2.6.2.2.3 Trazadores Radiactivos	70
2.6.3 TECNOLOGÍA AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)	71
3. TRAZADORES RADIATIVOS	72
3.1 PRINCIPIO DEL TRAZADOR IDEAL.....	73
3.2 UTILIDAD DE LOS TRAZADORES RADIATIVOS	74
3.3 EQUIPOS DE TRAZADORES RADIATIVOS	75

3.3.1 Componentes de la Sarta	76
3.3.1.1 Herramienta eyectora de material radiactivo.....	77
3.3.1.2 Detector Gamma Ray DUAL/CCL.....	78
3.3.2 SISTEMA DE ADQUISICIÓN.....	80
3.3.2.1 Sistema de Registro Pulso/Análogo.....	81
3.3.2.2 Medidor de Caudal Panametrics.....	82
3.3.2.3 Registrador de Presión	83
3.4 GENERALIDADES DEL MATERIAL RADIATIVO.....	84
3.5 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRIDA DEL REGISTRO TRAZADOR.....	86
3.6 CÁLCULO DEL CAUDAL DE AGUA MEDIANTE EL USO DEL TRAZADOR RADIATIVO.....	96
3.7 OBTENCIÓN DEL PERFIL DE INYECCIÓN	97
4. AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)	98
4.1 PRINCIPIO DE AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)	98
4.1.1 Activación Neutrónica	98
4.1.2 Registro de Activación	99
4.2 UTILIDAD DE AFT (ACTIVATION FLOW TOOL).....	100
4.3. DISEÑO DE LA HERRAMIENTA.....	102
4.3.1 Generador de neutrones.....	103
4.3.2 Detectores Gamma Ray.....	104
4.4 SISTEMA DE ADQUISICIÓN.....	108
4.4.1 Sistema de Registro Pulso/Análogo.....	108
4.4.2 Medidor de Caudal Flowmeter.....	109
4.4.3 Registrador de Presión	110
4.5 PROCEDIMIENTO DE LA CORRIDA AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)	110
4.6 CÁLCULO DEL CAUDAL DE AGUA MEDIANTE EL USO AFT (ACTIVACION FLOW TOOL).....	121
4.7 OBTENCIÓN DEL PERFIL DE INYECCIÓN	122
5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AFT (ACTIVATION FLOW TOOL) VS TRAZADORES RADIATIVOS PARA LA	

OBTENCIÓN DE REGISTROS DE INYECCIÓN EN LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	123
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	124
5.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO POR DISCRETIZACION (AFT LARGO)	125
5.1.1.1 Pozo Modelo CIRA 1.....	125
5.1.1.2 Pozo Modelo CIRA 2.....	133
5.1.1.3 Pozo Modelo CIRA 3.....	139
5.1.1.4 Pozo Modelo CIRA 4.....	143
5.1.2 ANÁLISIS TÉCNICO POR MONITOREO (AFT CORTO).....	149
5.1.2.1 POZO MODELO CIRA 5.....	149
5.2 ANÁLISIS AMBIENTAL	154
6. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AFT (ACTIVATION FLOW TOOL) VS TRAZADORES RADIACTIVOS PARA LA OBTENCIÓN DE REGISTROS DE INYECCIÓN EN LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	155
6.1 TECNOLOGÍA AFT (ACTIVATION FLOW TOOL).....	155
6.2 TRAZADORES RADIACTIVOS	156
6.3 ANÁLISIS FINANCIERO.....	156
6.3.1 Evaluación del programa de inyección del campo La Cira Infantas	158
6.3.2 Análisis de la estrategia	161
7. CONCLUSIONES	165
8. RECOMENDACIONES.....	167
BIBLIOGRAFIA.....	168
ANEXOS	170

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo La Cira-Infantas en el mapa de Colombia	21
Figura 2. Pozos Infantas I e Infantas II.	22
Figura 3. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena....	26
Figura 4. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua.....	38
Figura 5. Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.	40
Figura 6. Esquema de inyección periférica o externa	41
Figura 7. Etapas en el proceso de inyección de agua	43
Figura 8. Sistema mojado por agua y por aceite.....	45
Figura 9. Permeabilidades Relativas	46
Figura 10. Curva típica de presión capilar para una roca mojada por agua.....	47
Figura 11. Optimización del barrido poroso con inyección de agua.....	51
Figura 12. Diagrama de Inyección Selectiva.....	58
Figura 13. Empaque recuperable Hidráulico "PCS-1".....	61
Figura 14. Empaque recuperable Hidráulico TANDEM "C-5"	63
Figura 15. Diferencial mínimo para funcionar.	65
Figura 16. Conector On/Off Tool.....	66
Figura 17. Perfil de inyección por perforados mediante una prueba de trazador...	74
Figura 18. Perfil de Inyección Trazador Radiactivo.....	74
Figura 19. Sarta de registro de un trazador radiactivo	76
Figura 20. Herramienta eyectora de material radiactivo COLREGISTROS S.A.S.	77
Figura 21. Detector de material radiactivo COLREGISTROS S.A.S.....	79
Figura 22. Warrior Well Logging COLREGISTROS S.A.S.....	81
Figura 23. Montaje medidor de caudal Panametrics COLREGISTROS S.A.S.	83
Figura 24. Registrador de presión en cabeza de pozo.	84
Figura 25. Montaje de la sarta a la unidad móvil de COLREGISTROS S.A.S.	88
Figura 26. Acople Sarta COLREGISTROS S.A.S.a la unidad móvil.	89
Figura 27. Unidad móvil de COLREGISTROS S.A.S. hacia locación.	90

Figura 28. Alineación torre, unidad de registro y el cabezal del pozo inyector.	91
Figura 29. Anillo de seguridad en el perímetro de la operación.	93
Figura 30. Acople Sarta COLREGISTROS S.A.S. al pozo inyector.	94
Figura 31. Activación neutrónica.	99
Figura 32. Perfil de inyección de agua global y por perforados mediante una prueba de AFT (Activation Flow Tool).....	101
Figura 33. Sarta de registro de AFT (Activation Flow Tool)	102
Figura 34. Generador de neutrones HOTWELL COLOMBIA.....	103
Figura 35. Ensamblaje Detectores Gamma Ray por HOTWELL COLOMBIA.	105
Figura 36. Sensor de Temperatura GR4 por HOTWELL COLOMBIA.	106
Figura 37. Warrior Well Logging HOTWELL COLOMBIA	108
Figura 38. Montaje medidor de caudal Flowmeter HOTWELL COLOMBIA.....	109
Figura 39. Registrador de presión en cabeza de pozo	110
Figura 40. Ubicación unidad móvil de HOTWELL COLOMBIA en la locación	112
Figura 41. Anillo de seguridad en el perímetro de la operación.	113
Figura 42. Señalización de Seguridad	114
Figura 43. Montaje final sarta AFT en cabeza de pozo.....	116
Figura 44. Acople Sarta HOTWELL COLOMBIA al pozo Inyector.....	117
Figura 45. Estado mecánico Pozo Modelo CIRA 1	126
Figura 46. Estado mecánico Pozo Modelo CIRA 2	134
Figura 47. Estado mecánico Pozo Modelo CIRA 3	139
Figura 48. Estado mecánico Pozo Modelo CIRA 4	143
Figura 49. Estado Mecanicé Pozo Modelo CIRA 5	149

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Inicio de la inyección por áreas	24
Tabla 2. Propiedades de los fluidos del Campo La Cira-Infantas.	36
Tabla 3. Especificaciones y rangos herramienta eyectora de material radiactivo ..	78
Tabla 4. Especificaciones y rangos Detector Gamma Ray DUAL /CCL	80
Tabla 5. Rango Sinker Bar de acuerdo al número de barriles de agua inyectada. ..	90
Tabla 6. Especificaciones y Rangos del Generador de Neutrones.	104
Tabla 7. Especificaciones y rangos Detector Gamma Ray	107
Tabla 8. Rango Spacer de acuerdo al número de barriles de agua inyectada	115
Tabla 9. Referencia Pozos Modelo	124
Tabla 10. Pozo Modelo CIRA 1.....	127
Tabla 11. Pozo Modelo CIRA 2.....	135
Tabla 12. Pozo Modelo CIRA 3.....	140
Tabla 13. Pozo Modelo CIRA 4.....	144
Tabla 14. Pozo Modelo CIRA 5.....	150
Tabla 15. Precio unitario Tecnología AFT (<i>Activación Flow Tool</i>).....	155
Tabla 16. Precio unitario Trazadores Radiactivos.....	156
Tabla 17. Incremento Diferencial entre AFT vs Trazador.	157
Tabla 18. Costos de la comparación entre Trazadores Radiactivos vs AFT	158
Tabla 19. Incremento Registro/año AFT vs Trazador.	160
Tabla 20. Costo Operacional corridas Trazadores Radiactivos	162
Tabla 21. Costo Operacional corridas AFT Largo y Corto	162
Tabla 22. Diferencia Costos Operacionales corridas de Trazadores vs AFT	163
Tabla 23. Precio unitario Slickline.	163
Tabla 24. Diferencia de costos en corridas de Trazadores vs AFT con Slickline.	164

LISTADO DE GRAFICAS

Gráfica 1. Valor unitario por registro.	156
Gráfica 2. Incremento Diferencial AFT vs Trazador.	157
Gráfica 3. Incremento Diferencial AFT vs Trazador.	159
Gráfica 4. Incremento diferencial de emplear AFT vs Trazador.....	160

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AFT (*ACTIVATION FLOW TOOL*) PARA LA OBTENCIÓN DE REGISTRO DE INYECCIÓN EN LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS*

AUTORES: ADRIÁN AUGUSTO RUIZ VASCO- NINI JOHANNA QUINTERO DURÁN**

PALABRAS CLAVES: Campo La Cira Infantas, Trazadores Radiactivos, AFT (*Activation Flow Tool*), Registros de Inyección, Perfiles de Inyección,

Los registros de inyección, son herramientas útiles en campo, ya que permiten estimar los perfiles y el comportamiento de inyección característico de cada pozo, por ello brindan información indispensable para el análisis y monitoreo de la inyección, a partir de su interpretación se controlan las zonas de inyección preferencial, las cuales pueden inducir canalizaciones, facilitan la construcción de mapas de distribución de agua inyectada y la determinación de zonas de colapso en el revestimiento, fisuras en el completamiento, problemas en el estado mecánico y permiten identificar fugas a través de empaques. Además por medio de ellos es posible obtener un control de las condiciones de inyección en superficie, tales como la presión y el caudal, con el fin de optimizar la inyectividad y obtener los perfiles deseados.

En este proyecto se presenta una metodología de comparación de los registros de inyección, con el objetivo de evaluar la factibilidad técnica y financiera de la implementación de los registros AFT (*Activation Flow Tool*) en el campo La Cira Infantas, mediante el análisis de la discretización por perforados y monitoreo por mandriles.

Para el desarrollo de este estudio se llevaron a cabo la corrida de los registros en los 5 pozos seleccionados del campo La Cira Infantas para la obtención de los perfiles de inyección, el análisis y monitoreo de la inyección.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Codirector: ING. Iván Camilo Gómez Malangón (OCCIDENTAL DE COLOMBIA)

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF AFT (*ACTIVATION FLOW TOOL*) TECHNOLOGY FOR OBTAINING INJECTION LOGS OF THE INJECTORS WELLS IN THE CIRA INFANTAS FIELD*

AUTHORS: ADRIÁN AUGUSTO RUIZ VASCO- NINI JOHANNA QUINTERO DURÁN**

KEY WORDS: The Cira Infantas Field, Radioactive Tracers, AFT (Activation Flow Tool), Records Injection, Injection Profiles.

The injection logs are a useful tool in the oil fields, as they permit to estimate profiles and behaviors of injection own of each well. For thus, them bring valorous information for analyzing and monitoring the injection process. From its interpretation are controlled the injection preferential areas, which could induce to canalization, facilitating the building of injection maps of injected water, and the determination of collapse zones on the casing, fissures when are developed completion works, troubles on the mechanic state and identification of outflow through the packers. Furthermore, it is possible to obtain the control of the injection conditions on surface, such as, pressure and oil flow, with the main objective of improving the injection and obtain the desires profiles.

This project presents a methodology of comparison of the injection logs with the objective of evaluating a technical feasibility and financial of the implementation of AFT in the La Cira Infantas field, through the analysis of the discretization per perforations and mandrels.

The development of this project was carried out the run of logs in 5 wells selected in the La Cira Infantas field for obtaining injection profiles, the analysis and injection monitoring.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School.
Work directed by M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro (UIS) and
Ing. Iván Camilo Gómez Malangón (OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC)

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera en Colombia ha centrado sus actividades en explotar al máximo los campos petroleros maduros, en cuyo desarrollo se hace necesaria la inyección de agua, como método esencial en el proceso de optimización de la producción de Hidrocarburos; para las compañías operadores es de suma importancia el control y monitoreo constante de su red de inyección para proveer al cliente de un servicio eficiente y garantizado, cumpliendo siempre con todos los estándares en Seguridad, Medio Ambiente y Calidad.

Los registros de inyección, son herramientas útiles en campo, ya que permiten estimar tanto los perfiles como el comportamiento de inyección característicos de cada pozo, brindando información indispensable para el análisis y monitoreo de la inyección, a partir de su posterior interpretación se controlan las zonas de inyección preferencial, las cuales pueden inducir canalizaciones, a su vez facilitan la construcción de mapas de distribución de agua inyectada y la determinación de zonas de colapso en el revestimiento, fisuras en el completamiento, problemas en el estado mecánico, además, permiten identificar fugas a través de empaques. Por medio de ellos es posible obtener un control de las condiciones de inyección en superficie, tales como la presión y el caudal, con el fin de optimizar la inyección y obtener los perfiles deseados.

Es por esta razón que en colaboración con la compañía Operadora Occidental de Colombia se analizó la posibilidad de emplear la tecnología AFT (*Activation Flow Tool*) para la obtención de perfiles de inyección en el Campo La Cira Infantas con el objetivo principal de optimizar la evaluación diaria de los pozos inyectoros en términos de descripción de volúmenes inyectados y detección de problemas mecánicos en las sartas de inyección.

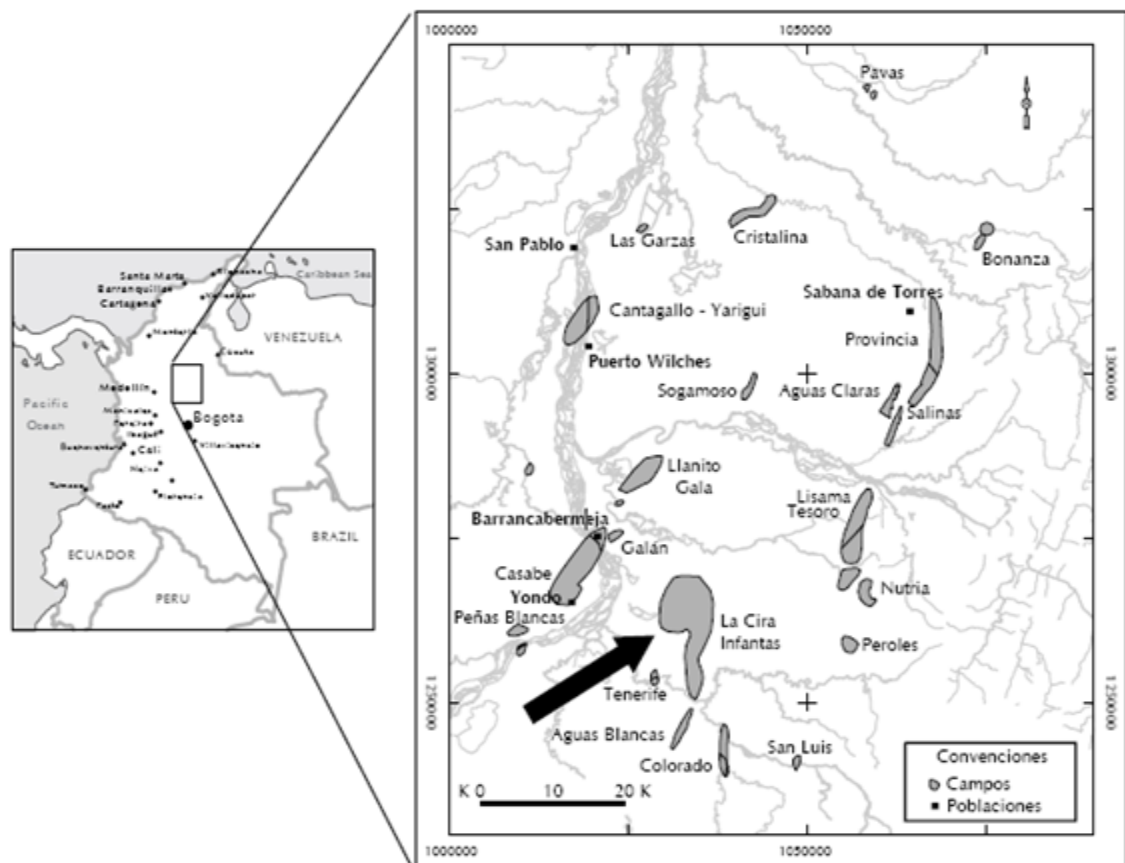
En la actualidad, en el campo La Cira Infantas los perfiles de inyección se realizan a través de Trazadores Radiactivos por parte de Colregistros. Por consiguiente, la compañía de servicios, Hotwell de Colombia, planteo la implementación de la tecnología AFT (Activation Flow Tool) con el fin de optimizar y obtener perfiles de inyección con mejor resolución, además de discretizar de manera más detallada la inyectividad en todo el pozo a partir de la corrida del registro con una nueva la herramienta, con un menor impacto ambiental.

Este estudio se organizó en un orden específico de tal forma que se muestre el desarrollo de los objetivos propuestos previamente. Inicialmente se describen las generalidades y la historia del campo La Cira Infantas, la inyección de agua y toda la información necesaria para evaluar la factibilidad técnica y financiera de las dos herramientas, posteriormente se describe la toma de perfiles de inyección que actualmente se realiza en los pozos inyectoros del campo, se explica la metodología utilizada para la comparación de los registros inyección y la optimización de la inyectividad en cada pozo, subsiguiente a esto se muestra el análisis financiero llevado a cabo en el proyecto para determinar la viabilidad de la implementación de los perfiles AFT (Activation Flow Tool) como un registro aplicable al emplear la tecnología de activación de neutrones en lugar de un material radiactivo, y finalmente dar a conocer la estrategia establecida con la cual dicho perfil es económicamente rentable para compañía.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

El campo La Cira Infantas está ubicado en el Departamento de Santander, corregimiento El Centro. Geológicamente, se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la región central del área que comprendía la Concesión de Mares, a una distancia aproximada de 22 Km al Sureste de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 Km al Noroccidente de Santafé de Bogotá. El campo abarca un área de aproximadamente 160 Km² (**Figura 1**).

Figura 1. Ubicación Campo La Cira-Infantas en el mapa de Colombia



Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro 2004, p. 35; modificada por los autores.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

La historia de la industria petrolera en Colombia, nace precisamente en el Campo La Cira-Infantas. En 1905, cuando el Gobierno Colombiano decide firmar los primeros contratos de concesión con personas naturales, entre los cuales se encontraba Roberto De Mares, con quien se firmó concesión para terrenos ubicados en el Departamento de Santander. Así nació la “Concesión De Mares”, la cual más adelante pasaría a manos de la empresa Estadounidense Tropical Oil Company (conocida popularmente como la Troco), la cual era propiedad de la Standard Oil Company. La “Troco” tuvo administró el campo hasta el 25 de Agosto de 1951, cuando la concesión revirtió, y así, el campo quedó en mano del El Estado, a través de la naciente Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol).

En 1917, empezó la perforación de los dos primeros pozos: Infantas I e Infantas II (Figura 2). Este último fue el primero en completarse, el 27 de Abril de 1918, por lo cual fue el pozo descubridor del Campo. Su profundidad total fue de 1580 ft y su producción inicial de 42 BPD.

Figura 2. Pozos Infantas I e Infantas II.



Fuente: Occidental de Colombia, LLC.

Posteriormente, el 11 de Noviembre de 1918, se completó el pozo Infantas I, el cual se perforó a una profundidad de 2.285 ft y tuvo una producción inicial de 2.000 barriles. Años más tarde, en 1925, se completó en la zona “A” el pozo LC-58, el cual comprueba la existencia del pliegue anticlinal La Cira. Meses más tarde, el pozo LC-116 descubrió en esta área del campo la zona “B”, además de contactar 116 ft de arenas de la zona “A”. Otro pozo emblemático es LC-125, ya que fue el primer pozo productor de la zona “B”, además de considerarse el descubridor de la zona “C” en dicha área de a Cira. Este pozo fue completado en Julio de 1926 y tuvo una producción inicial de 2350 BPD.

Este mismo año también se destaca por la inauguración por parte de la Andian National Corporation (Andian), del oleoducto que unía el Campo La Cira-Infantas con el puerto de Mamonal en Cartagena, permitiendo el primer despacho de crudo desde Colombia hacia Estados Unidos.

Ecopetrol perforo 64 pozos adicionales en la estructura de Infantas durante el período de 1953 a 1957 y en el período de 1964 a comienzos de 1966 desarrolla el Área de La Cira Norte, con la perforación de 19 pozos, siendo el pozo LC 1753 el descubridor del área. Actualmente, mediante el contrato de asociación de Ecopetrol-OXY se ha aumentado en un 75% la perforación de pozos en todo el campo para el desarrollo secundario de la zona C. A Diciembre de 2014, en el campo hay 1000 pozos productores activos y 400 pozos inyectores activos.

Tanto en La Cira como en Infantas, inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) que fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico que se mantiene en la actualidad (656 pozos), al igual que el bombeo por cavidades progresivas (121 pozos) y posteriormente el bombeo electrosurgible (4 pozos).

En 1928, se inicia la inyección de gas en la zona C de la estructura de Infantas, como sistema de mantenimiento de presión, siendo suspendida en 1970.

Posteriormente, se continúa inyectando en forma esporádica hasta 1986 cuando se suspende definitivamente. En La Cira, se inicia la inyección de gas en la zona “C” en mayo de 1930, la cual se mantuvo con tasas variables hasta los inicios de la recuperación secundaria.

El primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira se realizó entre 1946 y 1949 a través de siete pozos localizados en el acuífero, en el sector del área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento. En 1957, la Forest Oil Corporation inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en un área de 280 acres localizado en la parte central del área 3W formada por 17 modelos de 5 puntos (24 inyectores y 18 productores) y una tasa de inyección de 1000 BWPD/pozo, denominado “Primer Desarrollo”.

A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectores, en una extensión de 530 acres adicionales, formado por patrones que rodeaban el área del primer programa de inyección realizado en 1957. Estudios posteriores realizados por Ecopetrol para cada una de las áreas, recomendaron la expansión del sistema secundario a la zona “C” de las mismas, desarrollada en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Inicio de la inyección por áreas

AREA	AÑO DE INICIO	PATRON DE INYECCION
3E	1965	Líneas alternas
4-5-6	1969	7 puntos
2	1969	Líneas alternas
7	1970	7 puntos
LCN	1971-1982	Periférico/5 puntos

Fuente: Informe Técnico LCI, Ecopetrol, 2005

1.2 GEOLOGÍA

De acuerdo a la información de Ecopetrol¹, el Campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo cual se puede relacionar la historia geológica del campo con el de la Cuenca. Esta última se ha comportado como un área de falla, en donde el tipo de depositación fue molásica, durante todo el Triásico y en el inicio del Cretáceo. Posteriormente, durante esta misma era, la Cuenca se comportó como un retroarco, detrás de la zona de subducción Andina con predominante depositación de tipo marino.

Tiempo más tarde, en el Cretáceo Tardío-Paleoceno, la cuenca inició un proceso de deformación compresional a causa a la acreación de la cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual dejó como consecuencia el plegamiento y erosión de la secuencia cretácica en el Campo. Luego en el Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano, la cordillera Central inició un levantamiento, mientras que a la vez la Cuenca del Magdalena y la actual cordillera Central eran parte de una gran cuenca de “antepaís”, convirtiendo así la sedimentación a ser de tipo continental (deltáica y fluvial), depositándose de manera discordante sobre la secuencia Cretácea.

1.3.1 Columna estratigráfica.

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, y por lo tanto en el campo La Cira-Infantas, durante el Terciario se depositaron sedimentos continentales y agua salobre. A su vez, esta ha experimentado una serie de sucesos tectónico-sedimentarios, los cuales se han encargado de darle la forma actual. Con base en lo anterior, se relaciona la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con la del Campo La Cira-Infantas (**Figura 3**). Dado que hubo actividad en diferentes momentos geológicos, a continuación se realiza

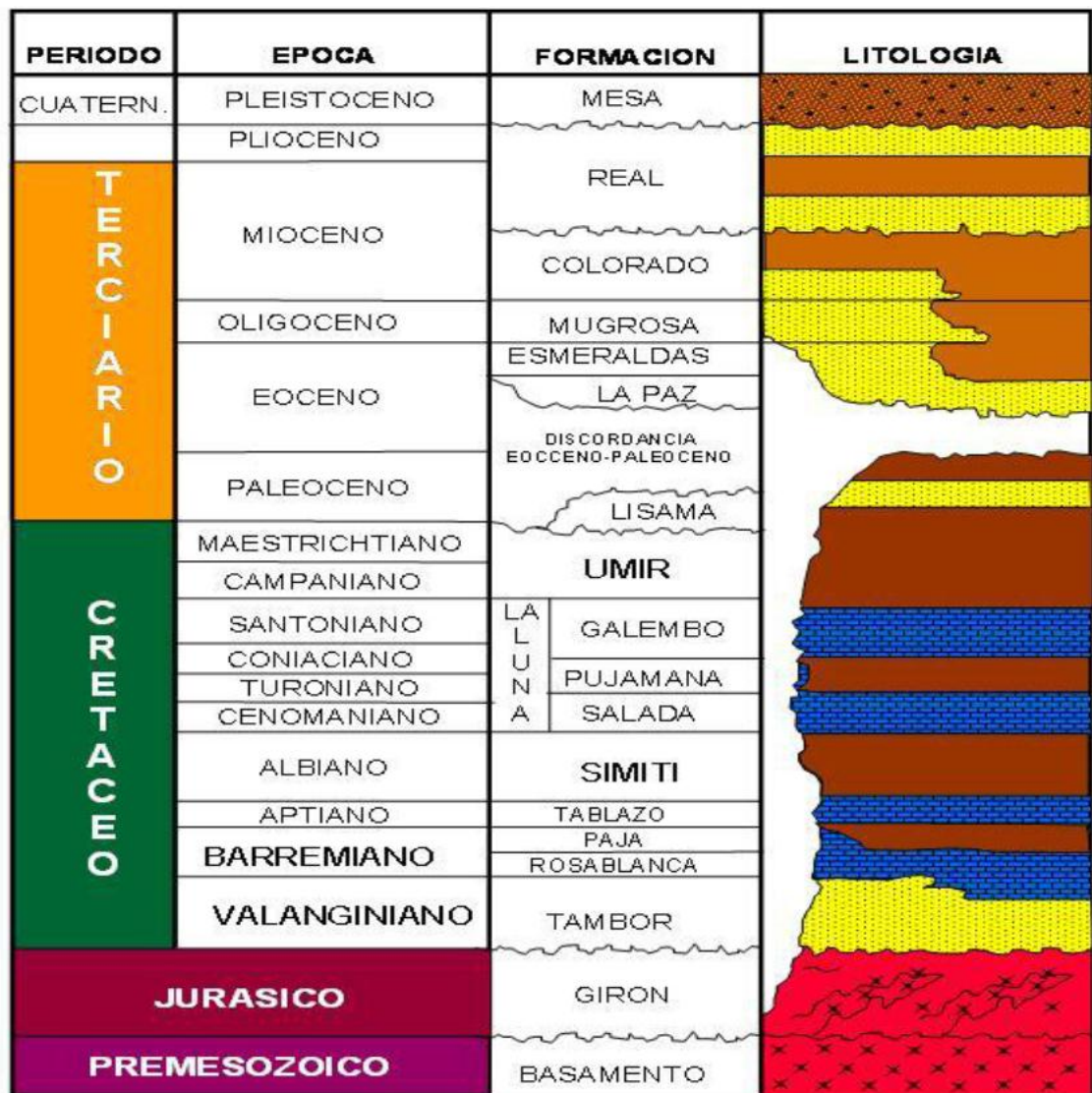
¹ ECOPETROI. La Cira Field Incremental Production. Bogotá, 1999. p. 4-5.

una descripción de las formaciones (de base a techo) en cada uno de dichos momentos, con base en los registros sedimentarios de pozos en el Campo.

1.3.2 Descripción de formaciones geológicas.

A continuación se describen las formaciones presentes en el Campo La Cira-Infantas, las cuales van desde el Jurásico hasta el Neógeno.

Figura 3. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: ECOPELROL, El centro1273, La Cira-1796 y Caño María-1 en la Estructura La Cira.

1.3.2.1 Secuencia Mesozóica

- **Basamento.**

Las rocas más antiguas expuestas en la Cordillera Central y el Macizo de Santander incluyen gneis, anfibolitas y rocas meta sedimentarias polimetamorfizadas de edad Proterozoico tardío y rocas metasedimentarias de edad Devónico a Cámbrico. Estas rocas cristalinas fueron la fuente de sedimentos durante las fases de cuenca de antepaís y cuenca intramontana.

- **Formación Girón.**

Data del Jura-Triásico. Se compone de areniscas rojas y limolitas, estas últimas intercaladas con tobas y flujos riolíticos-riodacíticos. Su principal característica es ser la unidad sedimentaria más antigua de las perforadas en el Campo. Es la más antigua de las unidades sedimentarias perforadas en el campo y yace discordantemente sobre el basamento. Su espesor varía entre 9840 y 14760 ft. Debido al carácter discordante angular de la secuencia Cretácea, la cual se hace más espesa hacia el Occidente del Campo y se adelgaza hasta estar ausente en el Oriente, los pozos perforados hacia el extremo oriental del campo pasan directamente del Terciario a la Formación Girón.

1.3.2.2 Secuencia Cretácea.

En contacto paraconforme con la secuencia Pre-Cretácea y en algunas partes en contacto fallado, esta secuencia se vuelve más espesa hacia el Occidente del Campo. Las formaciones que la conforman de Base a Tope son:

- **Formación Los Santos – (Tambor).**

Se compone de areniscas y conglomerados, estos últimos intercalados con limolitas de color rojo oscuro. Los sedimentos de esta formación fueron depositados durante el Valanginiano en ambientes meandros, llanuras deltaicas e intramareales. Se sitúan para conforme sobre las capas rojas del Jura-Triásico. En

el área, también la nombran formación Arcabuco. Tiene una relación estratigráfica de tipo transicional con la formación suprayacente (Rosa Blanca). Se encuentra en contacto paraconforme con la formación suprayacente (Girón). Su espesor varía entre 980 y 6560 ft. . Fue perforada por los pozos La Cira-1796 e Infantas-1613 donde se reporta como Formación Arcabuco.

- **Formación Cumbre.**

Está compuesta por lodolitas y areniscas depositadas en ambientes de mareas. No se presenta en el área de influencia del campo La Cira - Infantas

- **Formación Rosa Blanca.**

Está compuesta por evaporitas, calizas y margas. Además corresponde a una plataforma de carbonatos. Tiene una relación estratigráfica de tipo transicional con la formación infrayacente (Los Santos). Su espesor varía entre 980 y 3280 ft.

- **Formación Paja.**

Se compone de lutitas negras ligeramente calcáreas y laminadas, que son de manera ocasional micácea y limosa. En la base contiene concreciones de calizas y venas de calcita. Dichas capas de calizas se incrementan hacia la base de la formación. Su ambiente de depositación fue un ambiente de agua más profundo que la Formación Rosa Blanca. El contacto con la formación suprayacente (Tablazo), es de tipo gradacional. Su espesor varía entre 410 y 2050 ft.

- **Formación Tablazo.**

Está compuesta por lutitas de tipo calcáreo, margas y calizas masivas. Estas últimas tienen mayor presencia en el tope de la formación, contienen abundante pirita y se caracterizan por ser densas, duras y oscuras. Se considera como una excelente roca fuente. Su potencial de roca almacenadora es limitado a la permeabilidad de las fracturas que presente. Los contactos con las formaciones

infrayacente (Paja) y suprayacente (Simití) son de tipo gradacional. Su espesor varía entre 490 y 1380 ft.

- **Formación Simití.**

Se compone en su mayoría de lutitas, las cuales hacia el tope son grises ligeramente o no calcáreas, mientras que en la base son de color pardo. En ocasiones también hay presencia de areniscas y calizas. Sus sedimentos se depositaron en el Albiano. El contacto con la formación infrayacente (Tablazo) es de tipo gradacional, mientras que el contacto con la formación suprayacente (Salto) es de tipo transicional. Su espesor varía entre 820 y 2130 ft.

- **Formación Salto.**

Data del Cenomaniano. Está compuesta principalmente por calizas de tipo arcilloso, además de delgadas capas de lutitas negras. Los contactos con las formaciones infrayacente (Simití) y suprayacente (La Luna) son de tipo transicional. Su espesor es de 650 ft.

- **Formación La Luna.**

Se compone de calizas, lutitas negras y delgadas capas de lutitas. Con base a edades geológicas, se puede dividir en tres unidades: “Miembro Salada” (edad Turoniano Temprano-Medio) se ubica al inferior de la formación y se compone de lutitas negras calcáreas, las cuales están estratificadas con calizas. “Miembro Pujamana” (edad Turoniano Tardío) en la zona media y se compone de lutitas negras, duras, compactas y masivas. En la parte superior se encuentra “Miembro Galembó” (edad Coniaciano-Santoniano), la cual se compone de lutitas de tipo calcáreo intercaladas con delgadas capas de calizas. La característica más importante de la Formación La Luna, es ser la roca fuente más importante de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. El contacto con la formación infrayacente (Salto) es de tipo transicional, mientras que el contacto con la formación suprayacente (Umir) es de tipo discordante. Su espesor varía entre 260 y 2300 ft.

- **Formación Umir.**

Está compuesta en su mayoría por lodolitas grises intercaladas con carbones, y en menor proporción areniscas de tipo arcilloso, además de concreciones rojas (Hierro). Estos depósitos corresponden a bahías y frentes de playa del Campaniano-Maestrichtiano. El contacto con la formación infrayacente (La Luna) es de tipo discordante, mientras que el contacto con la formación suprayacente (Esmeraldas) está marcado por una Discordancia Regional llamada “Discordancia del Valle Medio del Magdalena” o “Discordancia del Eoceno”. Su espesor varía entre 750 y 3280 ft.

1.3.2.3 Secuencia Cenozoica.

Esta secuencia está compuesta por unidades siliciclásticas y descansa en discordancia angular sobre la secuencia Cretácea. Las formaciones que la componen de base a tope son:

- **Formación Lisama**

Se compone en su mayoría por lutitas varicoloreadas con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. Dichas capas se vuelve más gruesas hacia el tope de la Formación. Los sedimentos depositados en esta formación son una transición entre los de tipo marino de la Formación Umir y los de tipo continental. El área de influencia del Campo La Cira-Infantas no registra la presencia de esta unidad estratigráfica. El contacto con la unidad infrayacente (Formación Umir) es de tipo gradacional.

- **Formación Esmeraldas**

Se compone por una secuencia de lutitas (color gris claro a verdoso) intercaladas con desarrollos escasos de arenisca y capas delgadas de limolitas. En el tope se encuentra una capa muy delgada de tipo fósil, compuesta en su mayoría por moluscos de procedencia no marina y otros de agua ligeramente salobre. Esta

capa se conoce como “Horizonte Folisífero de Los Corros”. El espesor de esta unidad sedimentaria es variable entre los 300 y 700 ft, y depende del control paleogeográfico. En el Campo La Cira-Infantas el contacto con los depósitos infrayacentes (de edad Pre-Eocénicos) se marca por la ya mencionada “Discordancia del Valle Medio de Magdalena”.

- **Formación La Paz**

Esta compuesta por un gran paquete de areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada (color gris claro). Localmente presenta capas delgadas de limolita y lutita de color gris. El área de influencia del Campo La Cira-Infantas no registra la presencia de esta unidad estratigráfica. El contacto con la unidad infrayacente (Formación Umir) está marcado por una Discordancia Regional llamada “Discordancia del Valle Medio del Magdalena” o “Discordancia del Eoceno”.

- **Formación Mugrosa**

Incluye los sedimentos de dos horizontes fosilíferos: “Los Corros” (presente en la base) y “Fósiles de Mugrosa” (presente en el tope). Esta formación se caracteriza por estar presente en dos de las zonas más productoras del campo, las cuales son la Zona B (Superior) y la Zona C (Inferior). Estas Zonas se encuentran separadas entre sí por intervalos de lutitas y lodolitas. El contacto con la unidad infrayacente (Formación Esmeraldas) está marcado por una paraconformidad, la cual es difícil de identificar, debido a las similitudes en la litología de ambas formaciones.

- **Zona B**

Se compone en su mayoría por arcillas intercaladas con delgadas capas de limolitas. Al tope de la zona se encuentra el anteriormente mencionado horizonte fosilífero “Fósiles de Mugrosa”, el cual se compone de fragmentos calcificados gasterópodos de agua dulce. Esta zona tiene un espesor entre 630 y 2050 ft.

- **Zona C**

Compuesta por areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas de ríos meandriformes, intercaladas con capas de lodolitas, las cuales tuvieron su ambiente de depositación en llanuras fluviales y paleolagos. Esta Zona es el reservorio más importante del Campo. Esta zona tiene un espesor que varía entre 510 y 570 ft.

- **Formación Colorado.**

Junto con la Formación Mugrosa conforma el Grupo Chuspas. Hace parte de la Zona A. Está compuesta de lodolitas masivas rojas, grises, púrpuras, las cuales se encuentran interestratificadas con delgadas capas de areniscas de grano fino, ambas del Mioceno Temprano a Medio. Sin embargo, las areniscas presentan un importante desarrollo hacia la base de la Formación. Estas se depositaron en un ambiente fluvial de ríos meandriformes.

Su importancia en el área, es ser rocas almacenadoras y fuentes. Al tope de la Formación se encuentra el horizonte fosilífero “La Cira Shale”, el cual se compone de moluscos de agua dulce. En la parte más alta del Campo, dicho horizonte se encuentra erosionado. El contacto con la unidad infrayacente (Formación Mugrosa) es de tipo concordante y continuo. Su espesor varía entre 330 y 4920 ft.

- **Formación Real.**

Este grupo incluye las Formaciones Real inferior, medio y superior, separadas entre sí por inconformidades. Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. La edad para este grupo es Mioceno Inferior a Mioceno Superior. Este grupo está ausente en el área de influencia del campo.

Los yacimientos del campo se han dividido en cuatro zonas productoras denominadas de tope a base de la columna como Zonas A, B, C y D, ésta última

solo está presente en algunas partes del campo. Para efectos de obtener mayor detalle a nivel de cada una de las zonas, éstas fueron subdivididas en unidades operacionales que abarcan las arenas productoras.

1.3.3 Geología estructural.

En lo que concierne a la Secuencia Cenozóica presente en el Campo La Cira-Infantas, se divide en dos estructural principales: Cira e Infantas.

1.3.3.1 La Cira

La estructura La Cira tiene una longitud cercana a los 9 Km y un ancho cercano a los 6 Km. Dicha estructura es un anticlinal que se localiza en la zona Norte del Campo con forma de domo, con dirección Norte-Sur al Noroeste del anticlinal de Infantas. Posee cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur. Presenta un corte al Este del eje del anticlinal, a causa de la falla La Cira, la cual es de tipo inverso, con alto ángulo que oscila entre los 70° y 80°, con buzamiento hacia el Occidente y con desplazamiento entre 200 y 300 ft sobre el tope de la estructura. Al Este de dicha falla, la estructura presenta un hundimiento levemente en forma de “U”, formando así con la falla de Infantas una especie de pliegue sinclinal. Además de la falla de La Cira, existen otras fallas transversales al eje de la estructura. Estas son de tipo normal, con buzamientos entre 80° y 90° y desplazamientos de hasta 250 ft, los cuales dividen el campo en varios bloques. Con base en datos de producción del Campo, se ha concluido que la falla la Cira hace el papel de barrera efectiva entre ambos flancos de la estructura.

1.3.3.2 Infantas

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 1000 y 1200 ft, 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 ft. Algunas de estas fallas tienden a ejercer desplazamiento sobre la falla de Infantas.

1.3.4 Geología del petróleo.

El petróleo en la mayoría de los casos no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo, por tal motivo este debe cumplir con ciertas condiciones básicas para que su formación sea exitosa:

- Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- Debe existir la presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburo.
- Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura en el yacimiento.

A continuación se describe el sistema petrolífero del Campo La Cira-Infantas.

1.3.4.1 Roca Fuente.

El petróleo in situ del Campo La Cira-Infantas proviene de calizas, lutitas negras y delgadas capas de lilitas, las cuales conforman las Formaciones Tablazo, Simití y La Luna. Estas rocas tuvieron un ambiente de depositación anóxico. En cuanto a la calidad y cantidad de materia orgánica, “el porcentaje de TOC (total de carbono orgánico) presente oscila entre 1% y 6% y el kerógeno en estas formaciones es de tipo II”.

1.3.4.2 Roca reservorio.

Las Limolitas de la Formación Mugrosa (Zona B), y las areniscas de las Formaciones colorado (Zona A), Formación Mugrosa (Zona C), y formación Esmeraldas (Zona D), son las rocas reservorio del campo. Es importante precisar que la Zona C es el reservorio más importante entre los anteriormente mencionados.

1.3.4.3 Roca Sello.

Varían dependiendo el tipo reservorio del campo: lodolitas masivas (Zona A), arcillas varicoloreadas (Zona B), lodolitas con ambiente de depositación en llanuras fluviales y paleolagos (Zona C) y lutitas grises claro y verdes (Zona D).

1.3.4.3 Trampa.

Como ya se ha mencionado anteriormente, las estructuras de La Cira y de Infantas son anticlinales de tipo fallado. Las fallas más representativas son la Falla La Cira y todo el sistema de fallas de infantas, todas de tipo sellante. Esto genera que el petróleo del campo se haya entrampado por trampas de tipo estructural.

1.3.5 Propiedades de los fluidos.

Según la ANH, se han detectado tres tipos de migración en el campo: La migración de tipo vertical, la cual se dio de manera directa, moviéndose los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Valle Medio del Magdalena. La Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al Eoceno y la Migración de tipo vertical a lo largo de las superficies de fallas en sitios donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Valle Medio del Magdalena.

Al igual que las propiedades geológicas, las propiedades de los fluidos son diferentes en cada área y zona del campo. En la **Tabla 2** se muestran los valores de las propiedades más importantes.

Tabla 2. Propiedades de los fluidos del Campo La Cira-Infantas.

Propiedad / Área	INFANTAS		LA CIRA		
	B	C	A	B	C
°Tr (°F)	85	95	92	98	105
Ps (Psi)	500	945	640	715	1570
Bo @ Ps y Py (RB/STB)	-	1	1	1,075	1,08
Rs (SCF/STB)	93	200	70	93	181
°API	25	24 - 28	18 - 24	20 – 27	16 – 25
μ (Cp)	11,4 @ 98°F y 650 Psi	5,5 @ 98 °F	580 @ 100 °F	11,4 @ 98°F y 650 Psi	19 @ 105 °F y 1570 Psi
Salinidad-NaCl (ppm)	15000 - 25000	25000 - 40000	10000 - 15000	15000 - 25000	25000 - 40000
Tipo de Crudo	Nafténico-Parafínico		Nafténico		

Fuente: GARZÓN, DAVID. “IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE AUTOMATIZACIÓN A PARTIR DEL MONITOREO DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN, EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS”, BOGOTÁ

2. INYECCIÓN DE AGUA

Hoy en día, la inyección de agua es el principal y más conocido método de recuperación secundaria, y hasta la fecha el proceso que más ha contribuido al recobro de petróleo. No obstante se considera que, después de una invasión con agua, todavía queda en el yacimiento más del 50% de petróleo original in situ.

Las fuerzas primarias que actúan en un yacimiento de petróleo como mecanismos de recuperación, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua como procesos de secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia, aumentar el recobro.

Posteriormente se han utilizado otros procesos mejorados de recuperación de petróleo, pero su aplicación ha estado limitada por la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Por estas razones, la inyección de agua continúa siendo uno de los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

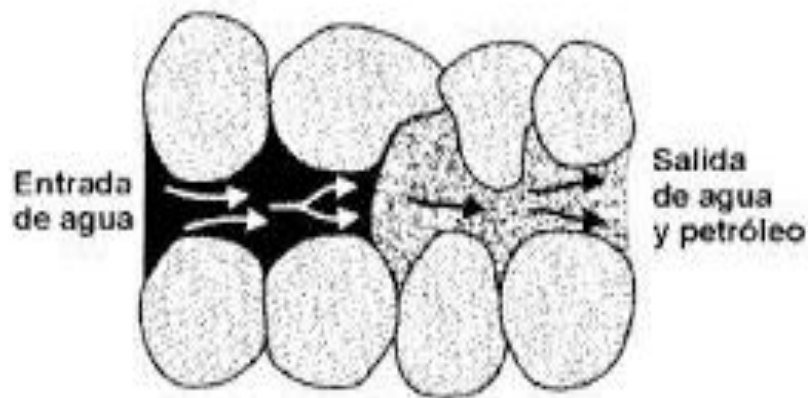
La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro mundial; se usa ampliamente, debido a varias razones:

- El agua generalmente se encuentra disponible.
- Existe relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y de gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- La economía del proceso de inyección es favorable, comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

La inyección de agua fue descubierta a mediados del siglo XIX cuando ocurrió de forma accidental en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania; el agua, proveniente de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos.

En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando los operadores notaron que el agua mejoró la producción.

Figura 4. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua.



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Copyright, 2001.

El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos 26 productores que rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. Para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos.

Después de 1940, la práctica de inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección- producción.

En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. Hoy en día, más de la mitad de la producción de petróleo mundial de petróleo se debe a la inyección de agua.

Tipos de inyección.

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes.

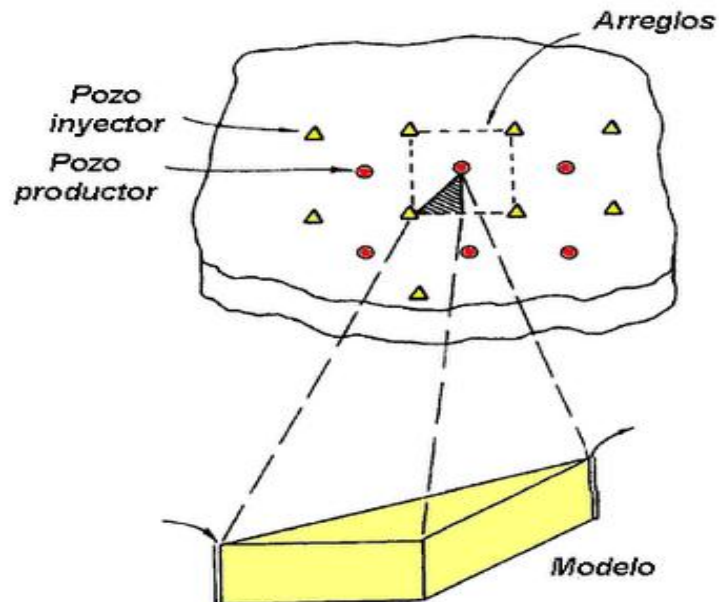
- **Inyección en arreglos o dispersa.**

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

Características.

1. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
2. Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
3. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.

Figura 5. Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Copyright, 2001.

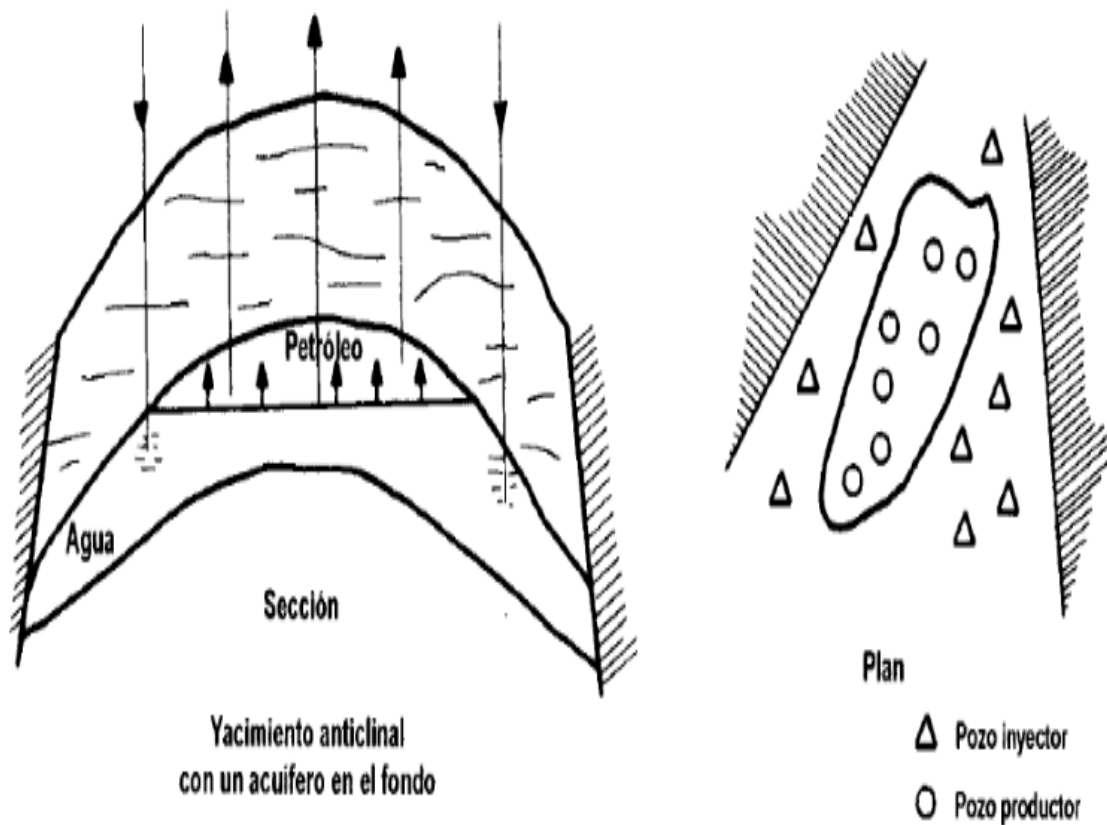
- **Inyección periférica o externa.**

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo.

Características.

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

Figura 6. Esquema de inyección periférica o externa



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Copyright, 2001.

2.1 PRINCIPIOS BÁSICOS

La recuperación secundaria de petróleo corresponde al recobro adicional generado por los métodos llamados convencionales, la inyección de agua es el más común de estos métodos, aplicado luego de que se ha establecido que la energía del yacimiento es insuficiente o cuando se desea aumentar la producción.

En la inyección de agua, se logra la producción del petróleo, gracias al empuje del agua, que pasa a ocupar el volumen del petróleo, entonces, el fluido inyectado actúa como desplazante y el petróleo como fluido desplazado; es decir, ocurre un

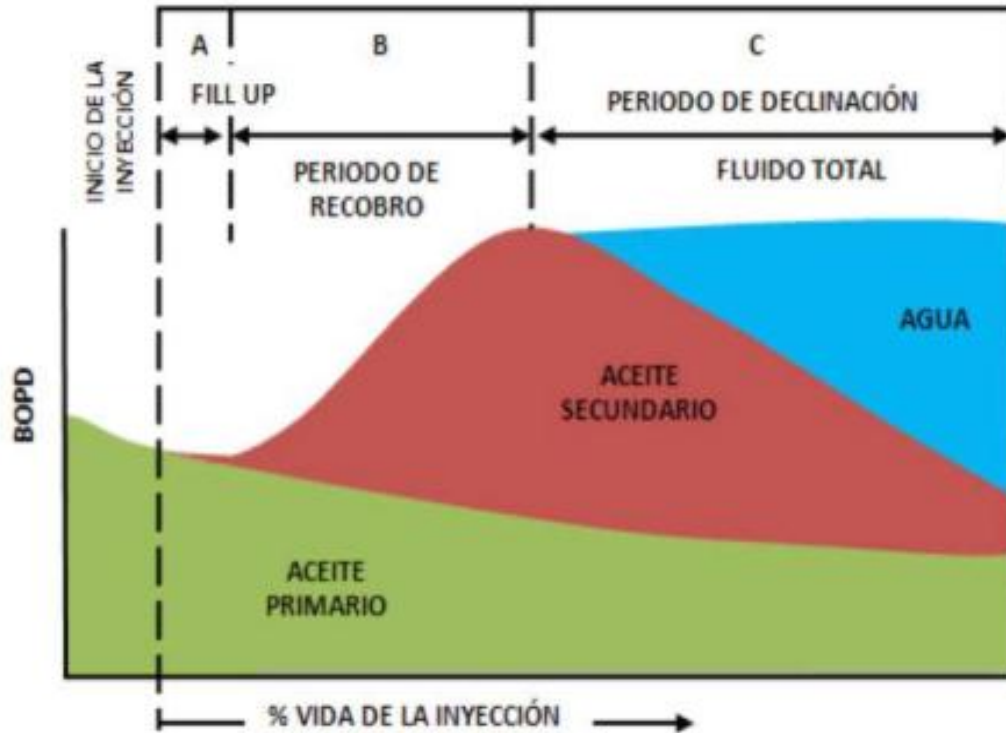
desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso, esto es similar al ocasionado por un pistón y se puede presentar de dos formas:

- Desplazamiento tipo pistón sin fugas: El agua inyectada actúa como un pistón que desplaza todo el petróleo móvil de la zona invadida, por lo tanto, detrás del frente de invasión, la saturación del fluido desplazante es máximo y la del petróleo es residual.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas: El pistón generado por el agua inyectada no es completamente eficiente, ya que permite que parte del petróleo que podría ser desplazado, se quede detrás del frente y por lo tanto, la saturación de aceite luego del desplazamiento, es mayor a la residual.

El desplazamiento de un fluido por otro, es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo, esto causa cambios en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de las fases, además, dependiendo de las condiciones de la roca, se pueden presentar diferencias en los procesos de inyección de agua. El desplazamiento ocasionado por la inyección de agua en un yacimiento homogéneo, se puede representar en las etapas que se observan en la **figura 7**.

Inicialmente la presión del yacimiento es restaurada con una compresión del gas por el empuje del agua inyectada, re-disolviendo parte del gas libre en el petróleo. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del llenado o fillup, en el cual el agua inyectada ocupa el espacio anteriormente ocupado por el gas desplazando el petróleo a los pozos productores. El tiempo de respuesta del aceite, la irrupción del agua y la magnitud de los picos máximos de tasas de producción, dependen de las características del yacimiento y de las tasas de inyección. Después de que se alcanzan los topes de producción, la tasa de producción de aceite empieza declinar, a la vez que inicia el incremento en la producción de agua.

Figura 7. Etapas en el proceso de inyección de agua



Fuente: THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998 En Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El periodo A comprende desde el inicio de la inyección hasta el llenado o fillup. El fillup es el momento en el cual el volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada, entonces, la saturación de gas se hace cero.

El periodo B se desarrolla desde el fillup hasta la irrupción del frente de agua en los pozos productores o breakthrough. La producción, en este estado, es la combinación de la producción secundaria por inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua inicia al final de este estado.

El periodo C comienza con la irrupción del frente de agua o breakthrough, finalizando cuando la producción deja de ser rentable. Este periodo inicia con la producción de agua de inyección y es caracterizado por un aumento en la relación

de movilidad del agua, en la eficiencia areal, en la relación agua-petróleo (WOR) y por una disminución en la tasa de producción de petróleo.

2.1.1. Propiedades importantes en la inyección de agua.

Para entender el comportamiento del desplazamiento inmiscible que ocurre en un proceso de inyección de agua, se deben conocer las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, las propiedades del flujo de dos o más fases, la distribución de saturaciones en el yacimiento y la calidad del fluido inyectado.

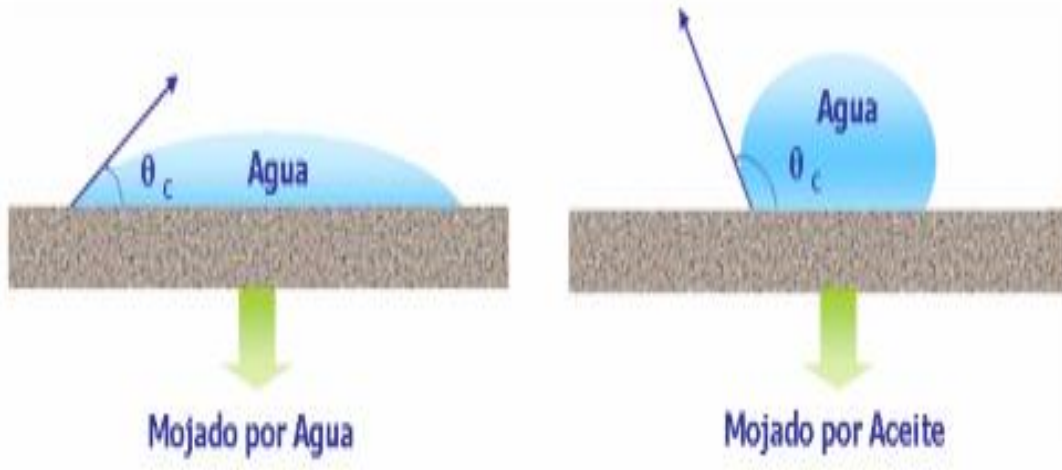
La recuperación de petróleo está dominada por la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas y el proceso de desplazamiento como tal está directamente afectado por la relación de movilidades y el número capilar; pero en realidad, la situación es mucho más compleja debido a las emulsiones e interacciones roca-fluido y otros factores difíciles de cuantificar.

2.1.1.1 Mojabilidad

Un sistema aceite-agua roca puede ser mojado por agua o por aceite, dependiendo de la tendencia que tienen los fluidos a adherirse a una superficie sólida, por lo cual, se afecta la distribución de los fluidos en el yacimiento. Cuando una fase está atrapada entre los intersticios más pequeños, entonces es un fluido poco móvil y moja preferencialmente el área superficial de la roca, esta fase es llamada mojante y la fase no mojante trata de ocupar los espacios más grandes al tener mayor movilidad.

La mojabilidad puede ser determinada por pruebas del ángulo de contacto del líquido sobre el sólido, la **figura 8** muestra gráficamente cual es el significado de las condiciones de un sistema mojado por agua y por aceite; cuando el ángulo de contacto entre el agua y la roca es menor de 90° , el sistema es mojado por agua, y cuando es mayor de 90° , el sistema es mojado por aceite.

Figura 8. Sistema mojado por agua y por aceite



Fuente: Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes.
Interstate Oil Compact Commission. Oklahoma. 1978

2.1.1.2 Número Capilar

El número capilar se define como la relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso y es especialmente útil cuando se trabaja en zonas de almacenamiento dentro del rango de las saturaciones residuales. La formulación del número capilar es:

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma} = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}}$$

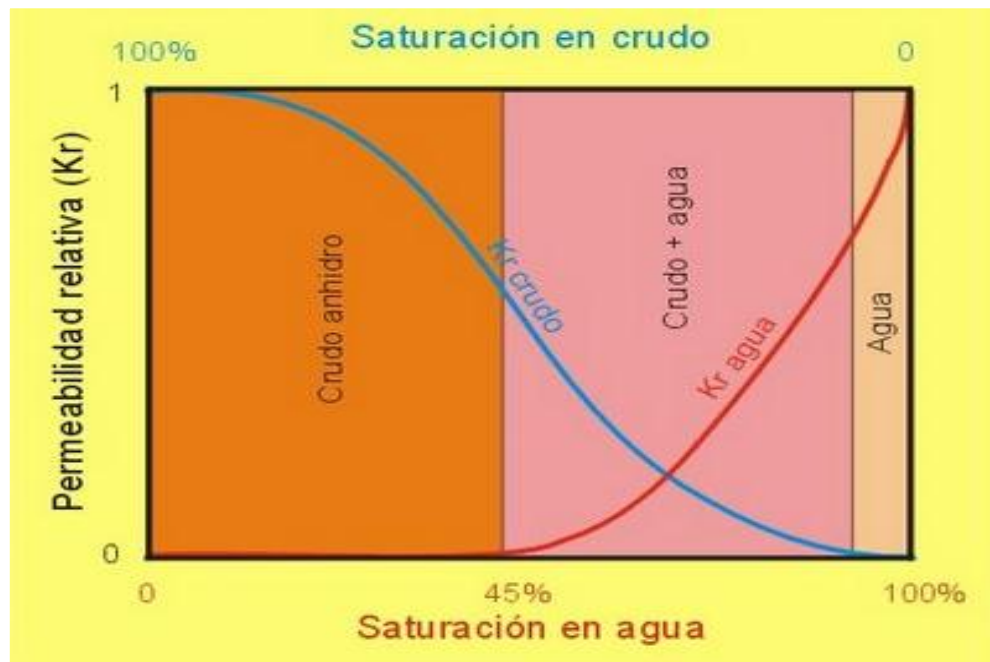
A medida que aumenta el número capilar, disminuye la saturación de petróleo residual. Esto es un indicador del desplazamiento de fluidos en el yacimiento y un punto base, para iniciar la aplicación de un proceso de recobro mejorado.

2.1.1.3 Permeabilidades Relativas

Es definida como la relación de la permeabilidad efectiva del fluido a una saturación con respecto a la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad

absoluta es la habilidad de una roca a permitir el flujo de un fluido del cual está 100% saturado y la permeabilidad efectiva es la medida de la conductancia de un fluido a través de un medio poroso cuando este se encuentra saturado con más de una fase. En la **figura 9**, se muestra un diagrama típico de permeabilidades relativas para un sistema mojado por agua.

Figura 9. Permeabilidades Relativas

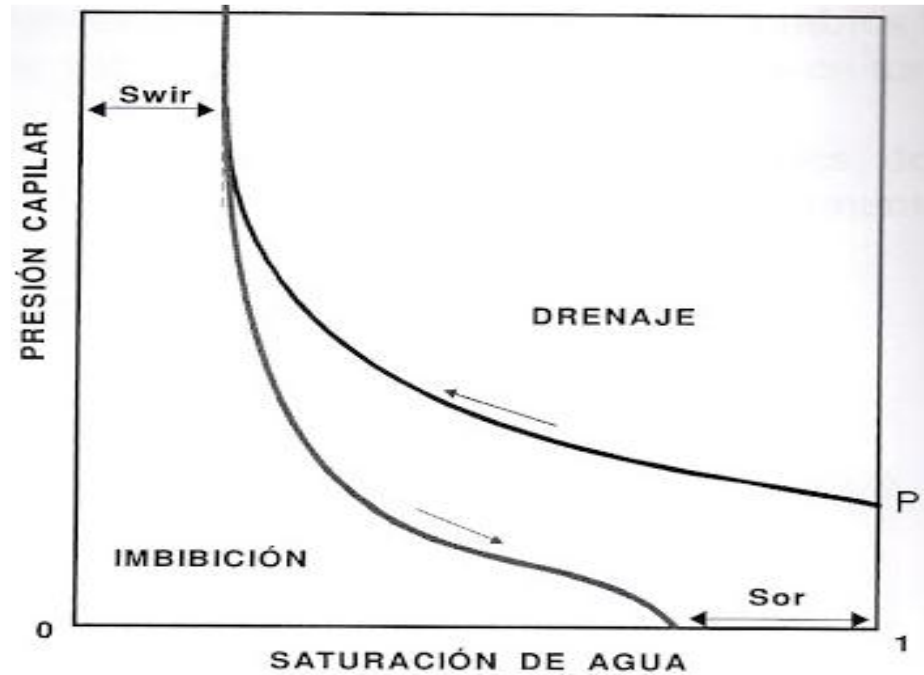


Fuente: THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.
Integrated Waterflood Asset Management.

2.1.1.4 Presión Capilar

Se define como la diferencia de presión a través de la interface que separa dos fluidos inmiscibles, es decir, la diferencia entre la presión de la fase no mojante y la fase mojante. Afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual, además, dependiendo de la mojabilidad de la roca la presión capilar varía y se presenta el desplazamiento por imbibición y por drenaje.

Figura 10. Curva típica de presión capilar para una roca mojada por agua.



Fuente: THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.
Integrated Waterflood Asset Management.

2.1.1.5 Relación de Movilidades

Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo). La movilidad, λ es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento y se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la viscosidad de este; matemáticamente se puede representar por la siguiente expresión, para el caso del aceite y ocurre de forma similar para el agua y el gas.

Dónde:

$$\lambda = \frac{k_o}{\mu_o}$$

λ = Movilidad

K_o = Permeabilidad del aceite, mD.

μ_o = Viscosidad del aceite, cp.

La relación de movilidades, M, puede relacionarse con la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado, se puede representar por la expresión:

$$M_{w,o} = \frac{M_w}{M_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w}$$

La relación de movilidades, generalmente, se designa como favorable o no favorable, cuando M=1 las movilidades del agua y del petróleo son idénticas, por lo tanto, los fluidos encuentran la misma resistencia al moverse dentro del yacimiento; cuando M <1, el petróleo fluye más que el agua y por lo tanto es muy fácil para el agua, desplazar el petróleo; por el contrario, cuando M >1, el agua se mueve más fácilmente que el petróleo y no es muy efectiva para desplazado. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo, tienden a disminuir a medida que la relación de movilidades aumenta.

2.1.2. Factores que afectan la inyección de agua.

Algunas características del yacimiento determinan la viabilidad de un proyecto de inyección de agua, entre ellas se encuentran las siguientes:

2.1.2.1 Litología y propiedades de la roca

La porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor neto, son factores litológicos y propiedades de la roca que influyen en la eficiencia de la inyección de agua. Cada yacimiento es un sistema complejo y diferente, por ejemplo, tener una baja porosidad no es óptimo para la inyección de agua, pero puede serlo en el caso de la porosidad creada por fracturas. La composición mineral de la arena también puede afectar el proceso de inyección, debido a las reacciones presentadas con el agua inyectada, dependiendo de la naturaleza de cada mineral.

2.1.2.2 Geometría del yacimiento

La estructura y estratigrafía de un yacimiento, controlan la localización de los pozos y determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de inyección de agua como es el caso del patrón de inyección, que varía dependiendo de las características del yacimiento. Es importante analizar la geometría del yacimiento y de su comportamiento pasado, para definir la presencia y la fuerza de un empuje natural de agua o la existencia de barreras estructurales, como fallas o lutitas.

2.1.2.3 Profundidad del yacimiento

Si el yacimiento es demasiado grande, económicamente no se pueden realizar perforaciones para disminuir el espacio entre pozos y por esto, no se pueden esperar altos recobros, en el caso de grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la compresibilidad de la roca y a la expansión de fluidos, que permitió su amplia explotación primaria y en los yacimientos someros, la máxima presión de inyección está limitada por la profundidad de la zona de interés y la posibilidad de filtraciones de agua que generen fracturas en la formación.

2.1.2.4 Continuidad de la roca

Es importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca, ya que el flujo de fluidos en el yacimiento, es esencialmente en dirección de los planos de estratificación; por ejemplo, si la formación contiene un estrato con una permeabilidad muy alta, se puede presentar una canalización, lo cual genera que los estratos adyacentes no sean barridos por el agua y se presente una relación de producción agua-petróleo muy alta. Si el yacimiento se encuentra dividido por lutitas o por la existencia de fallas sellantes, el proceso de inyección no podrá ser continuo y por lo tanto no será efectivo. La continuidad en el área de interés debe

ser determinada, al igual que las fracturas y anisotropías en el yacimiento, para hacer una correcta organización de los pozos.

2.1.2.5 Distribución de las saturaciones de los fluidos

En la determinación de la viabilidad de la inyección de agua para un yacimiento, una alta saturación de aceite remanente, significa una cantidad de aceite recuperable económicamente viable, que es el primer criterio de éxito de las operaciones de inyección; igualmente, mientras menor sea el valor de la saturación de petróleo residual, mayor será el recobro final. También es de interés, conocer la saturación inicial de agua connata, esencialmente para determinar la saturación de petróleo inicial, bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que quedan en el yacimiento después de las operaciones primaria.

2.1.2.6 Propiedades de los fluidos de yacimiento

Las propiedades físicas de los fluidos de yacimiento tienen efectos sobre el desarrollo de un proceso de inyección en un campo, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca son los más importantes; la viscosidad del crudo es considerada la propiedad que más afecta el grado de éxito de un proyecto de inyección de agua, gracias al efecto de la relación de movilidad y la eficiencia de barrido.

2.2 POTENCIAL DE INYECCION DE AGUA

El potencial de inyección se define como la capacidad que posee el yacimiento para permitir que un fluido con menor viscosidad como el agua desplace el crudo a través del medio poroso sin provocar fractura como método de recuperación secundaria, con el fin de aumentar la productividad en los pozos productores.

En el campo La Cira Infantas el índice de inyectividad en las diferentes arenas se determina por análisis petrofísico y se cuantifica por pruebas de inyección mediante sartas selectivas, la idea principal consiste en inyectar agua a presiones menores que la presión de fractura con el fin de optimizar el barrido en toda la formación (**Figura 11**), pero dicha inyectividad es variable dependiendo de la arena en la que este inyectando, puesto que la permeabilidad en la formación disminuye de forma ascendente de la arena C1 a la C4, es por ello que la mayor inyección en el campo se genera en la arena C1 que presenta mejores condiciones tanto de permeabilidad como de espesor, además, muestra mayor saturación lo que conlleva a un aumento en los caudales de inyección efecto de una alta movilidad.

Figura 11. Optimización del barrido poroso con inyección de agua.



Fuente: Laboratorio FIRP “Laboratorio de Formulación, Interfaces, Reología y Procesos de la Universidad de los Andes” Venezuela.

La operadora Occidental de Colombia, LLC para efectos del análisis del potencial de inyección en los pozos inyectoros del campo La Cira Infantas, emplea la ecuación para el índice de inyectividad (I_w) propuesta en el libro Waterflooding por William M. Cobb y James T. Smith, la cual considera una relación de Movilidad igual a 1 y un patrón de 5 puntos invertido.

$$I_w = \frac{0.00354(Ko)h\Delta p}{\mu_o \left[\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5(si + sp) \right]}$$

Dónde:

I_w : Índice de inyectividad [bbls/día]

r_w : Radio del pozo [ft]

h : Espesor de la arena [ft]

μ_o : Viscosidad del aceite [cP]

Sp : Factor skin del pozo productor

Si : Factor skin del pozo de inyección

d : Distancia entre los pozos de inyección y productor [ft]

Δp : Diferencia de presión en fondo de pozo entre la inyección y producción después de llenado [Psi]

Una vez conocida la ecuación de COBB y tomando como línea base tanto la información suministrada en el estado mecánico y el completamiento del pozo (Diseño de la sarta selectiva, la profundidad de los perforados, la ubicación de los empaques, etc.), los datos suministrados en el análisis petrofísico (Permeabilidad, porosidad, saturación, presiones, viscosidades, gradiente de fractura, daño de formación, volumen poroso, etc.), y la interpretación de la Columna Estratigráfica por el geólogo, se procede a realizar los respectivos cálculos para determinar el potencial de inyección estimado para cada pozo.

Calculado el Q_{cobb} (Potencial de Inyectividad) para cada pozo, el departamento Yacimientos analiza los resultados e Ingeniería determina el Q_{cobb} recomendado para cada perforado, éste en base a la capacidad de barrido que posee dicha arena en particular y su conectividad directa hacia el pozo productor, a su vez generan el Q_{cobb} recomendado para cada válvula reguladora de flujo (VRF) de la sarta selectiva, que en efecto es el caudal de agua que se deberá inyectar por cada mandril (**Ver anexo 1**).

De esta forma el Potencial de Inyectividad permite conocer la cantidad de agua a inyectar en cada pozo, además de ser punto de partida para monitorear y controlar los parámetros establecidos, es por esta razón que el equipo de ingeniería establece el Q_{cobb} recomendado, el cual proporciona el parámetro final de inyección en las VRF (válvulas reguladoras de flujo) de cada mandril y de esta forma tomar las decisiones que se consideren necesarias.

2.3 PATRÓN DE INYECCION LA CIRA INFANTAS

El campo La Cira Infantas está delimitado por falla y dividido en 6 zonas (Cira Norte, Este y Sur e Infantas Central, Norte y Sur) en las cuales el patrón inicial estaba dado por 5 puntos normales, 6 puntos normales y Líneas Line Drive (Secuencia entre Productor- Inyector e Inyector-Productor).

De acuerdo al plan de desarrollo, en donde se analizan las fallas adyacentes a cada pozo y su transmisibilidad, el potencial de inyectividad, las curvas de permeabilidad, el volumen poroso máximo de cada roca, la saturación, los espesores de las arenas, la continuidad y la conectividad entre canales, se planteó un patrón invertido, ya que se evidencio la existencia de áreas con un nivel de producción más alto que otras.

El trabajo que se realiza en el campo La Cira Infantas es en conjunto con las comunidades por tanto se imposibilita en cierta medida realizar un polígono de

forma perfecta, además se trabaja sobre un campo que ya ha sido desarrollado y en el cual Occidental de Colombia, LLC llega a realizarle un nuevo proceso de recuperación a través de recobro secundario, en donde se evidencia que en varias zonas lo que se encuentran son pozos viejos que se reactivaron como inyectores, y en base a los cuales se establecieron los nuevos patrones de inyección, por tal motivo se observa que no se presentan patrones uniformes como se esperaría, al igual como tampoco hay patrones iguales.

Actualmente en el campo La Cira Infantas se encuentran patrones desde siete hasta dos pozos productores por un inyector, varía dependiendo de la etapa de desarrollo en la que se encuentre dicha área, por ejemplo, Cira Sur e Infantas Norte poseen la mayor inyección de agua de todo el campo, debido a que presentan un patrón completo sin posibilidad de expansión a causa de la excesiva perforación en la zona.

2.4 COMPLETAMIENTO POZOS INYECTORES LA CIRA INFANTAS

Para el completamiento de los pozos inyectores del campo La Cira Infantas se debe seguir las siguientes recomendaciones:

- Verificar la aplicación correcta de torques de acuerdo con cada tipo de conexión que se va a correr en los BHA's de calibración y cañoneo del pozo. Adicionalmente asegure la calibración y medición de todas las herramientas y elementos de la sarta de completamiento que se van a bajar al pozo.
- Todo cambio o sugerencia al programa operacional durante la operación, debe ser revisado y aprobado por el Ingeniero de Operaciones LCI. De igual forma durante toda la operación es importante que exista una comunicación constante y efectiva con Yacimientos, Ingeniería y el equipo de Operaciones con el fin de tomar las decisiones correctas y a tiempo, garantizando la seguridad de la operación.

Una vez acatadas las recomendaciones, se procede a desarrollar el programa operacional para el completamiento de un pozo inyector, el cual se detalla paso a paso a continuación:

- Se moviliza y se instala el equipo en la locación (Se debe tener presente todos los elementos de protección personal y Protocolo de movilización)
- Realizar charla operacional para revisión del programa con todo el personal involucrado en la operación, se verifica análisis de riesgos y se toman las medidas necesarias para realizar un trabajo seguro
- Se Instala el conjunto BOP del equipo y se prueba el revestimiento con 1000 psi. Posteriormente se arma BHA de calibración con Broca, se debe realizar viaje de calibración a fondo y cambiar fluido por salmuera 8.4 ppg.
- Se realiza Rig Up de la unidad de cable eléctrico.
- Se realiza el cañoneo de la zona establecida, posteriormente se verifica el nivel y fondo con el último cañón. Se debe Cañonear llevando el orden descrito por ingeniería con el fin de inyectar agua en las zonas establecidas
- Retirar unidad de cable eléctrico.
- Realizar corrida de calibración a fondo con Broca, una vez realizado este procedimiento se debe armar y bajar BHA con empaques, bajar probando tubería con máximo 3000 psi. Verificar que el empaque no quede sentado en las conexiones del revestimiento.
- Armar unidad de pruebas de inyektividad. Comenzar pruebas: Si se alcanza el caudal $\geq 75\%$ del Potencial del intervalo, mantener presión y caudal durante 20 min y finalizar protocolo de este intervalo. *(Tener presente que este valor se*

debe alcanzar con Presiones por debajo de las 1500 psi); Si el caudal es < 75% del Potencial del intervalo continuar con el procedimiento.

- Armar árbol de Swabbing y sistema de copas para tubería de producción. Realizar operación de Swabbing hasta recuperar el volumen recomendado por Ingeniería. De igual forma Verificar nivel de fluido y tipo de fluido encontrado en el pozo. Desarmar árbol de Swabbing
- Armar unidad de pruebas de inyectividad. Realizar llenado del intervalo (hasta retornar el volumen retirado durante la operación de Swabbing), tener en cuenta respuesta o incremento en presión y reportarla con el Ingeniero a cargo. Si se alcanza el caudal $\geq 75\%$ del Potencial del intervalo, mantener presión y caudal durante 20 min y finalizar protocolo de este intervalo. *(Tener presente que este valor se debe alcanzar con Presiones por debajo de 1500 psi); Si el caudal es < 75% del Potencial del intervalo continuar con el procedimiento*
- Realizar **Step Rate Test** de acuerdo a los caudales recomendados por el protocolo. Buscar estabilización de 20 min por cada Step y buscar punto de fractura en la formación. Tomar tres *steps* por encima.
- Realizar **Step Down Test** de acuerdo a los caudales recomendados por el protocolo. Buscar estabilización de 5 min por cada Step y posteriormente realizar cierre de Pozo durante 30 min.
- Realizar prueba de inyectividad a caudales recomendados en el protocolo. Los últimos Steps de esta prueba serán regulados por presión con la finalidad de encontrar la tasa a la cual se alcanzan estas presiones.
- Retirar tubería de producción en paradas y proceder a desarmar el BHA de pruebas, reportando lo encontrado.

- Armar y bajar BHA de inyección de según diseño anexo conservando las profundidades recomendadas de los mandriles.
- Armar unidad de cable eléctrico. Correr registro GR-CCL, correlacionar para asegurar correcto posicionamiento de los empaques al momento de sentarlos. Desarmar unidad de cable eléctrico.
- Bombear al anular el bache de anticorrosivo. Después sentar el empaque a la profundidad establecida. Sentar *Tubing Hanger*. Probar sello del empaque superior con 500 psi por 10 min.
- Probar sello del empaque inferior con 500 psi por 10 min.
- Retirar mesa de trabajo y BOP's. Instalar cabeza de inyección, probarlo con 2500 psi y dejar el pozo listo para inyección. Liberar equipo. Coordinar con ECOPETROL la entrega del pozo a inyección.

2.5 INYECCION SELECTIVA POZOS LA CIRA INFANTAS

Se ha evidenciado que la inyección selectiva permite un barrido de crudo completamente uniforme, permitiendo incrementar el recobro de reservas en los pozos productores del modelo. La instalación de inyección selectiva permitirá aprovechar la longitud total de intervalos perforados.²

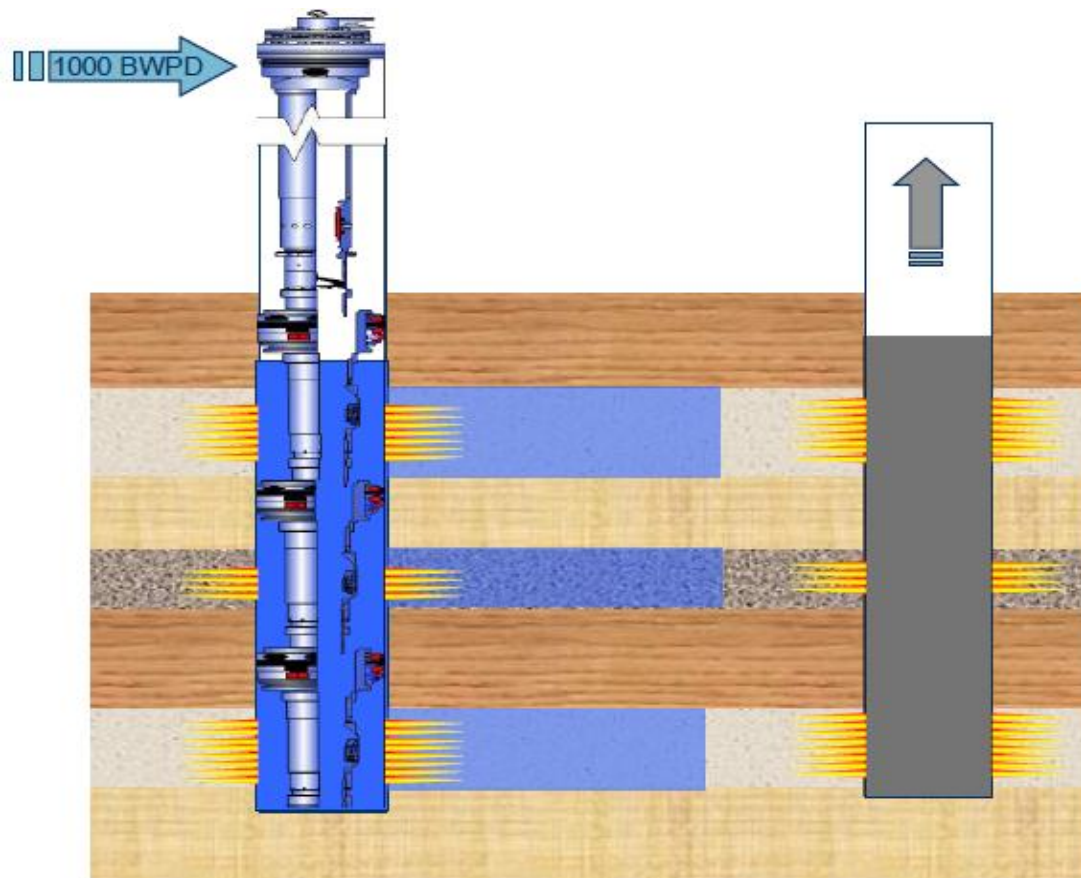
Es importante tener la certeza que la correlación con los pozos productores es favorable para mejorar el soporte de presión, es decir, el pozo presenta estado mecánico favorable a la instalación de sarta selectiva. Normalmente se evidencia

² MORENO CRUZ, ANDRÉS MAURICIO "METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS, APLICADA A LA FASE PILOTO EN CAMPO TABÚ (ECOPETROL)" BUCARAMANGA 2011.

que el completamiento de un pozo con sarta selectiva ahorra la perforación de un pozo inyector de reemplazo.

Este método de recobro secundario permite aumentar la producción de forma sustancial. La eficiencia en el diseño de un sistema de inyección de agua requiere de la implementación de nuevas tecnologías y herramientas que permitan mejorar el barrido de petróleo hacia los diferentes pozos productores, buscando el logro de una mayor producción.

Figura 12. Diagrama de Inyección Selectiva



Fuente: MORENO CRUZ, ANDRÉS MAURICIO “METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS, APLICADA A LA FASE PILOTO EN CAMPO TABÚ (ECOPETROL)” BUCARAMANGA 2011.

En zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades crea una canalización del agua de inyección y no permite que exista un barrido vertical uniforme, es necesario la implementación de este sistema de inyección selectiva, en donde el principal objetivo es aislar cada zona y proveer a cada una por separado la tasa de inyección óptima, permitiendo así que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección.

Existen un tipo de sartas especiales, compuestas de determinado número de mandriles y válvulas que permiten realizar inyección a diferentes caudales en las diferentes zonas sometidas a inyección, permitiendo ajustar en dichas zonas caudales que están en el rango desde 60 a 5,550 BWPD obteniéndose mejores eficiencia vertical de barrido (**Figura 12**).

El sistema está diseñado para regular volúmenes exactos de inyección de agua con una mínima caída de presión. Este proceso permite que los fluidos sean inyectados en múltiples zonas a través de una sola sarta de inyección. El fluido es inyectado a través de cada regulador de inyección hacia el casing y luego a la formación mediante los perforados, el sistema de empaques no permite que exista comunicación entre las diferentes zonas de inyección.

Estos resultados se logran con la plena identificación estratigráfica para cada pozo de inyección, teniendo claro antes de cualquier intervención las profundidades de las arena de interés, intervalos cañoneados y puntos de separación hidráulica entre las zonas de inyección. Sin embargo el éxito de estas operaciones está ligado casi en su totalidad a la efectividad de las herramientas utilizadas, tanto de empaques, como válvulas reguladoras de flujo, es por esta razón, que se debe prestar total atención a la empresa contratada para estos servicios y a la calidad de cada instrumento que ofrecen.

Para cada intervención es necesaria la presencia del operario y/o experto encargado de la herramienta por parte de la contratista, garantizando así que todos los procesos se realicen de forma correcta.

2.5.1 Herramientas Utilizadas en la Inyección Selectiva.

En la inyección selectiva, es indispensable contar con las herramientas correctas que garanticen la máxima eficiencia en cada proceso, existen en el mercado gran variedad de prototipos creados por diferentes empresas que se ajustan a las necesidades especiales de cada cliente, el conocimiento de cada una de estas herramientas y la correcta elección puede ser la clave para el éxito de un proyecto de inyección selectiva. En general para el proceso de instalación de estos completamientos se requiere de la utilización de empaques especiales (hidráulicos o mecánicos), de mandriles para inyección, y válvulas reguladoras de flujo, entre otras herramientas que son explicadas en detalle a continuación:

2.5.1.1 Empaques

Los empaques utilizados para este tipo de operaciones pueden ser de sentamiento hidráulico o mecánico; los hidráulicos que son los generalmente utilizados en este tipo inyección vienen de dos tipos, con cuñas o sin ellas, cada uno de los cuales es empleado en diferentes situaciones.

2.5.1.1.1 Empaque Recuperable Hidráulico “PCS-5”

El Packer Recuperable Modelo “PCS-5” es un packer de fijación hidráulica, diseñado tanto para pozos inyectoros como para pozos productores. La particularidad de este packer es el librado con maniobras de giro mínimas, ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaquetadores es elevado o aquellos pozos con cierto grado de desviación.

El Packer Recuperable Modelo “PCS-5” es una herramienta de operación sencilla tanto en la fijación como en la recuperación. Una vez fijo en posición puede quedar con tensión, neutro o con peso, por su sistema de traba y tipo de mordaza. Su posición y empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura.

Características

- Tres elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones específicas del pozo
- La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
- Sistema de bloqueo de accionamiento accidental
- En pozos productores donde es necesario recuperar la tubería sin mover el packer puede adicionarse a la instalación un conector on-off Modelo "NF-L" (Desconexión Izquierda).
- Fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo, al igual que bajo costo de mantenimiento y reparación.
- Sistema de bloqueo post-librado, el cual permite correr la herramienta totalmente ecualizada hacia arriba o hacia abajo indistintamente, después de haber sido desempaquetada.

Figura 13. Empaque recuperable Hidráulico "PCS-1".



Fuente: TEXPROIL S.R.L

2.5.1.1.2 Empaque Hidráulico TANDEM “C-5”

El Tándem Recuperable *Modelo “C-5”* es un empaquetador de fijación hidráulica, diseñado para instalaciones selectivas tanto para pozos inyectoros como productores. La particularidad de este Tándem es el librado con maniobras de giro mínimas, ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaquetadores es elevado o donde las maniobras de rotación sean un inconveniente.

El Tándem *Modelo “C-5”* es una herramienta de operación sencilla tanto en la fijación como en la recuperación. Una vez fijo en posición puede quedar con tensión, peso o neutro. Por su sistema de traba su empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura.

Características

- Tres elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones establecidas en el pozo.
- La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior del tubing mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
- Sistema de bloqueo de accionamiento accidental.
- El “C-5”, puede ser bajado en Tándem con otros “C-5” en pozos con inyección y/o producción selectiva.
- Fácil sistema de librado por rotación con giro mínimo.
- Sistema de bloqueo post-librado, el cual permite correr la herramienta totalmente ecualizada sin ningún problema hacia arriba o hacia abajo después de haber sido desempaquetada.
- Económico dentro de los tándem de su categoría.

Figura 14. Empaque recuperable Hidráulico TANDEM “C-5”



Fuente: TEXPROIL S.R.L

2.5.1.2 Mandriles

Estos instrumentos sirven de receptáculo para las válvulas reguladoras de flujo a la profundidad necesaria, existes de tres de mandriles: convencional, concéntrico y de bolsillo, algunos utilizados también para sistemas de levantamiento con gas Lift. Para la inyección de agua se recomienda utilizar mandriles de bolsillo dada su facilidad para sentar y retirar las válvulas con una herramienta Kick-over.

Todos los mandriles con bolsillos laterales están hechos de tubos ovalizados sin costura de acero AISI 4130, a menos que se especifique lo contrario. Cada mandril después que haya sido usado con una válvula ciega es hidráulicamente probado en su interior para que esté de acuerdo con las rigurosas especificaciones API 11V1 y lleva el monograma API.

Los mandriles fabricados se les verifica periódicamente la presión externa de acuerdo a la especificación API 11V1. Se pueden proveer mandriles con tratamiento térmico para pozos con corrosión con H₂S o CO₂.

2.5.1.2.1 Mandriles con bolsillo de 1 ½ ID (serie M)

- **Tipo MW**

Este mandril de orificio sin restricciones está diseñado para ser usado en flujo de agua. Es similar al KW pero el bolsillo de 1 ½” tiene una camisa interna de carbono tungsteno en lugar de ser templado.

- **Tipo MKW**

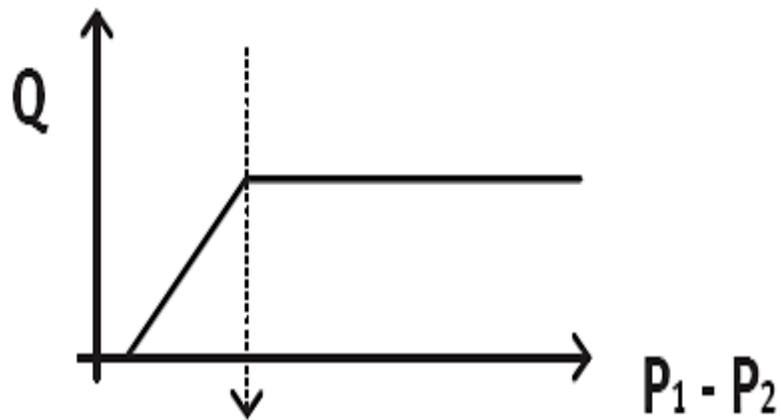
El MKW es un mandril con un bolsillo de 1 ½" soldado en un mandril tipo K con orificio reducido. Generalmente es solicitado por quienes necesiten operar un regulador de caudal de 1 ½" de diámetro en un casing de 5 ½" y una tubería de 2 ½". La salida lateral del bolsillo de 1 ½" está templada para soportar mejor la erosión del agua.

2.5.1.3 Válvulas reguladoras de Flujo (VRF)

El regulador de caudal se basa en la antigua patente de Watermann de los años 50, cuyos principios básicos aún son utilizados por todos los fabricantes de reguladores. El principio se basa en el uso de 2 orificios en el regulador, uno de dimensiones fijas y otro cuyas dimensiones varían con la posición de un tubo de flujo que actúa contra un resorte.

El caudal de agua por el orificio fijo origina una caída de presión y la correspondiente fuerza con tendencia a mover el orificio aguas abajo. Un resorte en la válvula trata de resistir este movimiento pero siendo vencido, reduce el área de la salida del asiento secundario (el orificio regulable), que a su vez reduce el caudal que puede pasar. Por ende, el caudal de agua que pasa por el regulador permanece constante según el tamaño del orificio fijo y la tensión del resorte, independientemente de las variaciones de presiones en P1 y P2, como lo muestra el siguiente **Figura 15** que el regulador solamente empieza a regular el caudal después de alcanzar una presión diferencial (ΔP) mínima de P1 - P2. Estas diferencias mínimas varían según el diámetro exterior del regulador y la tensión del resorte.

Figura 15. Diferencial mínimo para funcionar.



Fuente: HOUSTEX. Consultado online <<http://www.binning-oil-tools.com.ar>>.

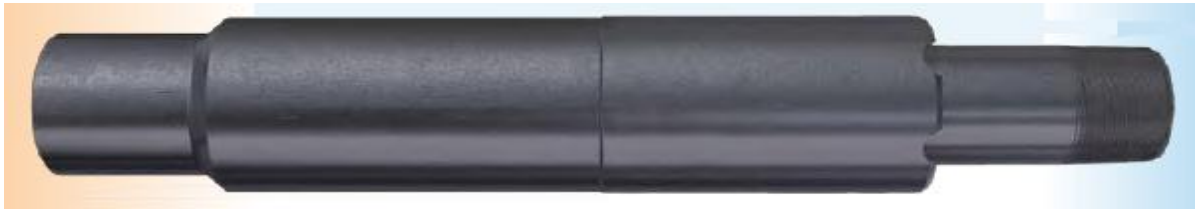
2.5.1.4 Conector On / OFF Tool

El Conector On-Off es una herramienta de fácil operación y gran aplicación en los pozos con requerimientos especiales. Permite acoplar y desacoplar tubing manteniendo un sello confiable entre el interior y el exterior del mismo. El mecanismo de acople es de entrada automática. El Conector On-Off es una herramienta de pasaje interior pleno, perfectamente compatible con los packers Modelos "TX-1, PCS-1, PCS-5 y HR" y con el Ancla de Tubing Modelo "CT-1".

Es de diseño robusto y compacto. Es capaz de trabajar con tensión o peso y su resistencia total supera los valores de resistencia del tubing "N-80". Se provee con perfil interior para alojar tapones de tipo F, N, S, R u otros a requerimiento del cliente. El conjunto de empaquetaduras V-Packing es capaz de soportar presiones del orden de los 10.000 PSI.

- A pedido puede ser suministrado en acero niquelado o acero inoxidable.
- El desacople puede ser provisto para giro a la derecha si así se requiere.
- A requerimiento puede ser provisto con revestimiento interior en pintura epoxi

Figura 16. Conector On/Off Tool.



Fuente: TEXPROIL S.R.L

2.6 REGISTROS DE INYECCIÓN DE AGUA

La industria Petrolera en Colombia ha centrado sus actividades en explotar al máximo los campos petroleros maduros, en cuyo desarrollo se hace necesaria la inyección de agua, como método esencial en el proceso de optimización de la producción de Hidrocarburos; para las compañías operadores es de suma importancia el control y monitoreo constante de su red de inyección para proveer al cliente de un servicio eficiente, garantizado y cumpliendo siempre con todos los estándares en Seguridad, Salud Ocupacional, Medio Ambiente y Calidad.

Actualmente, existen diversas formas de determinar la tasa de flujo en pozos inyectoros. Entre las más conocidas e inclusive utilizadas, se encuentran los trazadores radiactivos y los registros ILT (lectura de caudal con spinner). Cada una de estas técnicas permite obtener la medida de caudal de acuerdo a su propia resolución, por ejemplo para el caso del ILT sólo con lecturas dentro de tubería y para el caso del trazador lecturas en tubería y anular casing – tubería, pero limitado entre otras cosas al tamaño de la herramienta, el espaciamiento entre intervalos, al espacio entre intervalo y herramienta, al caudal total del pozo y a la pericia del operador al momento de tomar e interpretar el registro.³

³ ECOPETROL S.A. – OCCIDENTAL DE COLOMBIA

Para realizar las mediciones de velocidad flujo a través de diferentes tubos en el pozo (tubing, casing, entre el tubing y el casing) existen diferentes sensores que permiten esta medición:

- Spinners de diferentes tipos I.L.T.(Injection Logging Test)
- Técnicas de eyección de trazador radiactivo.
- Técnicas de registros de activación de neutrones.

2.6.1 SPINNERS DE DIFERENTES TIPOS (ILT INJECTION LOGGING TEST)

Un dispositivo para medir la velocidad del flujo de fluido en un pozo de inyección basada en la velocidad de rotación de un impulsor, o spinner. El spinner puede ser helicoidal, es decir, más largo que ancho, o como una paleta, que es similar a una pala de ventilador. En ambos casos, la velocidad de rotación se mide y se relaciona con la velocidad efectiva del fluido. Los resultados se interpretan utilizando el multipaso, de dos pasos o métodos de un solo paso. Hay varios tipos de medidor de flujo spinner.

El dispositivo más común utiliza una pequeña paleta como spinner, alrededor de 1,5 pulgadas [3,8 cm] de diámetro, permitiendo que la herramienta de registro pase a través de la tubería y otras restricciones antes de alcanzar el intervalo de depósito. El pequeño spinner capta sólo una parte del flujo de fluido en la carcasa, demasiado poco para hacerla girar en algunos pozos de baja circulación y probablemente no representativo en la configuración de flujo multifásico.

Otros dispositivos han sido diseñados para capturar más flujo, por ejemplo, el spinner de diámetro completo y varios tipos de hiladores de concentración de flujo o de desviación, tales como el medidor de caudal envasador y el medidor de caudal cesta.

2.6.2 TRAZADORES

Los trazadores son sustancias que se introducen en un sistema con el fin de estudiar la evolución temporal y/o espacial de determinado proceso físico, químico, biológico o industrial; a través de su detección o medición. Estas sustancias se comportan como verdaderos “espías”, que introducidos en un medio brindan información acerca del mismo, a un observador externo.⁴

Los trazadores son sustancias químicas que se caracterizan por ser fácilmente detectables al ser añadidas en pequeñas cantidades al fluido inyectado, estas sustancias ponen de manifiesto las variaciones de velocidad del fluido inyectado, sin que se altere las características de transmisión del sistema.

Los trazadores presentan su mayor aplicación en proyectos de recobro secundario y terciario, ya que son utilizados para el monitoreo de dichos procesos. A continuación se realizará una descripción los diferentes trazadores existentes:

2.6.2.1 Trazadores de agua y gas.

De acuerdo al tipo de fluido en el cual es inyectado, los trazadores pueden ser clasificados como trazadores de agua o gas dependiendo si el proceso de recuperación es por medio de la inyección de agua o gas respectivamente. De estos tipos de trazadores los que han presentado mayor aplicación a nivel mundial han sido los trazadores de agua (acuosos).

- **Trazadores de agua (acuosos)**

Tienen la característica particular de no presentar reacción con otros materiales de la formación, ya sea roca o fluidos, además permanecen disueltos en el agua de inyección durante todo el proceso y son inmiscibles con el aceite.

⁴ 11A.D, Mut, H.A, Deans. “*Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Pruthoe Bay*”. SPE Reservoir Engineering, Volume 12, February 1997.

- **Trazadores de gas (Trazadores Gaseosos)**

La mayor aplicación de este tipo de trazadores en la industria, ha sido para la detección de canales preferenciales de flujo entre pozos inyectores y productores. También han presentado aplicación para monitorear el movimiento de CO₂ en un proceso de inyección con desplazamiento miscible y, para evaluar la saturación del aceite residual dentro del yacimiento.⁵

Este tipo de trazadores se caracterizan porque presentan reacción con otros materiales del yacimiento durante su movimiento, por ello presentan ciertas restricciones en su aplicación en el campo. La velocidad de transporte del trazador de gas a través del yacimiento depende de si se mueve en la fase del gas inyectado, o si ha pasado y se encuentra en movimiento en la fase aceite. Un buen trazador gaseoso debe tener un límite de detección bajo y sobrevivir al ambiente del yacimiento, su concentración debe ser mínima, con el fin de generar un costo razonable.

2.6.2.2 Clasificaciones de los Trazadores.

La clasificación aceptada actualmente categoriza los trazadores básicamente en dos grandes grupos.

2.6.2.2.1 Trazadores Químicos

Los Trazadores Químicos, también son llamados trazadores conservativos, están compuestos por aniones o cationes de una sal, sin embargo los de mayor aplicación son los aniónicos, ya que presentan baja interacción con los otros fluidos del yacimiento y además porque permanecen en el fluido de inyección. Los trazadores químicos catiónicos deben ser utilizados en formaciones que presentan contenido de arcilla muy bajo debido a que en este tipo de formaciones presentan baja interacción química.

⁵ A.D, Mut, H.A, Deans. *“Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Pruthoe Bay”* SPE Reservoir Engineering, Volume 12, February 1997

Una de las principales ventajas de los trazadores químicos es su facilidad para ser manipulados, su bajo costo y su fácil acceso, debido a la gran variedad de este tipo de compuestos en el mercado. Sin embargo el costo de utilización de los trazadores químicos puede verse afectado debido a la necesidad de inyectar grandes volúmenes de compuestos con el fin de obtener niveles altos de detección, lo que genera un impacto negativo en el costo final de la prueba para usos en campo.

2.6.2.2.2 Trazadores de Partición

Los Trazadores de Partición presentan la característica de disolverse parcialmente en otras fases presentes en el yacimiento, retrasándose su efecto o viajando más lentamente que el fluido de inyección, caso contrario a los trazadores conservativos o también llamados químicos, que viajan en conjunto con el fluido que está siendo inyectado. Debido al proceso de partición que sufren, generalmente se requiere el uso de tantos trazadores como fluidos hayan presentes en el yacimiento: tres trazadores para monitorear las tres fases frecuentemente presentes (petróleo, gas y agua).⁶

Gracias al fenómeno de partición que presenta éste tipo de trazadores, son especialmente útiles para conocer la distribución de la saturación de las otras fases presentes en el yacimiento, saturación de aceite y agua en proyectos de inyección de gas y saturación de aceite y gas en proyectos de inyección de agua.

2.6.2.2.3 Trazadores Radiactivos

Los Trazadores Radiactivos han tenido gran auge desde inicio de los años sesenta, actualmente se han convertido en los trazadores más extensamente empleados en la industria petrolera.

⁶ ZERPA L.B, R, Mengual. "*Water and Gas Tracers at El Furrial Field*". SPE Paper 53737. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 Abril, Caracas, Venezuela. 1999.

Las pruebas de trazadores radiactivos tienen como objetivo principal, la estimación de los perfiles de inyección con el fin de encontrar comportamientos de inyección por los diferentes estratos del yacimiento identificando canalizaciones e inyecciones preferenciales. El principio en el que se basa esta herramienta es simple y consiste en medir el tiempo que transcurre durante la traslación del fluido desde un punto de medición hasta el siguiente punto (Detectores Gamma Ray).

Entre los parámetros que son conocidos y necesarios para la evaluación están: el diámetro interno de la tubería/casing, el espaciamiento entre detectores y el diámetro externo de la sonda, éstos permiten precisar un volumen determinado moviéndose a una velocidad calculada merced al tiempo empleado por el material radiactivo para pasar por los dos detectores, siendo entonces el flujo proporcional al producto de la velocidad por el área interna del revestimiento.

2.6.3 TECNOLOGÍA AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)

La herramienta de activación de flujo (AFT) registra la velocidad y la dirección del agua o dióxido de carbono en y alrededor del pozo, a través del uso de activación de oxígeno. Teniendo la geometría del pozo, el volumen del flujo se puede calcular fácilmente. El AFT tiene cuatro detectores de rayos gamma que se pueden colocar estratégicamente en el string en función de los caudales esperados. La medición es lo suficientemente sensible para detectar tasas de flujo lentas (2 pies/min), hacia arriba o hacia abajo. El AFT es particularmente útil en aplicaciones horizontales, de detección de canales y perfiles de perforación.

3. TRAZADORES RADIATIVOS

La aplicación más importante que se tiene con este tipo de registros es la posibilidad de determinar bajos caudales en todo tipo de pozos con inyección de agua, sin importar el tipo de completamiento que este tenga. En la industria existen dos tipos de trazadores radiactivos, los naturales y los artificiales descritos a continuación:

- **Trazadores radiactivos naturales.**

En cuanto a este tipo de trazadores, los más utilizados son aquellos que permiten marcar o adherirse a algunos hidrocarburos para ser utilizados como trazadores (proporcionándole radiación), y, los que permiten evaluar o estimar edades de las formaciones productoras, entre los más comunes están el Carbono-14, que permite estimar edades de formación de hasta 30.000 años, otro trazador utilizado para este fin, en medios de baja permeabilidad es el Cloro-36. También han sido utilizados isótopos del Azufre, Nitrógeno, Oxígeno, Hidrógeno y el Carbono.

En la actualidad, el uso de trazadores naturales ha ido creciendo hasta convertirse en un método básico en los estudios geoquímicos, por el contrario el uso de trazadores radiactivos artificiales ha sido, en muchos países, restringido por parte de las entidades ambientales y gubernamentales.

- **Trazadores Radiactivos Artificiales.**

Los trazadores radiactivos son compuestos químicos que pueden desintegrarse y emitir radiación beta o gamma. Este tipo de sustancias son adicionados a los fluidos de inyección como el agua o el gas y pueden ser identificados por medio de sus radiaciones emitidas, principalmente las de tipo gamma.⁷ Un factor importante en la selección de trazadores es que tengan alta movilidad al ser inyectados en un medio, lo cual suele conseguirse utilizándolos en forma neutra o aniónica.

⁷ S.L. WELLINGTON, E.A. Richardson. *„A Single Well-Tracer Test with In-Situ Generated CO₂ as The Oil Tracer“*. SPE Reservoir Engineering. Vol. 9, Number 2, May 1994. 85-91p

Las ventajas de los trazadores radiactivos artificiales, en comparación con los otros trazadores, es que requieren muy poco tiempo de inyección, los yacimientos poseen nada o muy bajas concentraciones de ellos con lo que se garantiza la no existencia de reacciones significativas entre los líquidos y las rocas del yacimiento, y son fácilmente detectables debido a la gran emisión de radiaciones. Además, requieren un volumen mínimo de inyección (generalmente una ampolla), con lo que garantiza la no perturbación de las características del flujo de fluidos dentro de la formación. La manipulación de este tipo de trazadores se considera segura bajo límites establecidos por las reglas internacionales de la protección radiológica, por ello el periodo de desintegración es un factor primordial en la selección y diseño.

3.1 PRINCIPIO DEL TRAZADOR IDEAL

Un trazador ideal es aquel que permanece en el fluido inyectado y viaja a su misma velocidad, es barato, no tóxico, fácil de detectar, no altera la dirección del flujo, es químicamente estable durante el tiempo de duración de los ensayos, no está presente en grandes cantidades dentro del yacimiento y no es filtrado ni adsorbido por el medio poroso.

Casi con certeza el trazador ideal no existe, de hecho, es casi imposible encontrar trazadores perfectos para tal prueba, y todos los materiales utilizados son adsorbidos o descompuestos en cierta cantidad por los productos químicos presentes en la formación bajo condiciones de alta presión y de alta temperatura de yacimiento.

A menudo, se han llevado a cabo estudios de laboratorio para evaluar el funcionamiento de los trazadores disponibles a fin de ser utilizados durante el desarrollo de las pruebas verdaderas; aunque a veces, la correlación entre la prueba de laboratorio y la prueba de campo puede ser difícil, debido a que es casi imposible reproducir todas las condiciones del yacimiento en el laboratorio bajo condiciones científicas. Sin embargo, ha habido muchos intentos de definir el

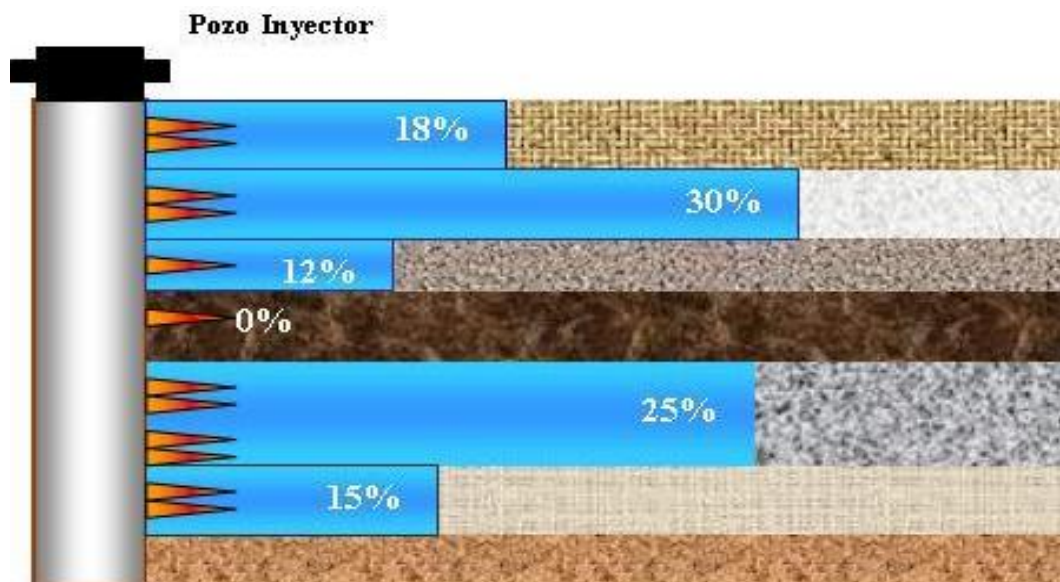
trazador ideal. Este concepto es útil en la búsqueda y la selección de trazadores ambientales (naturales y artificiales), y principalmente en el desarrollo de modelos matemáticos.

La definición más común establece que un trazador ideal es una sustancia fácilmente detectable que pondrá de manifiesto las variaciones de velocidad del fluido inyectado, sin que de ninguna manera se modifique las características de transmisión del sistema; además, debe tener una propiedad que lo distinga, de forma que pueda ser fácilmente detectado.

3.2 UTILIDAD DE LOS TRAZADORES RADIATIVOS

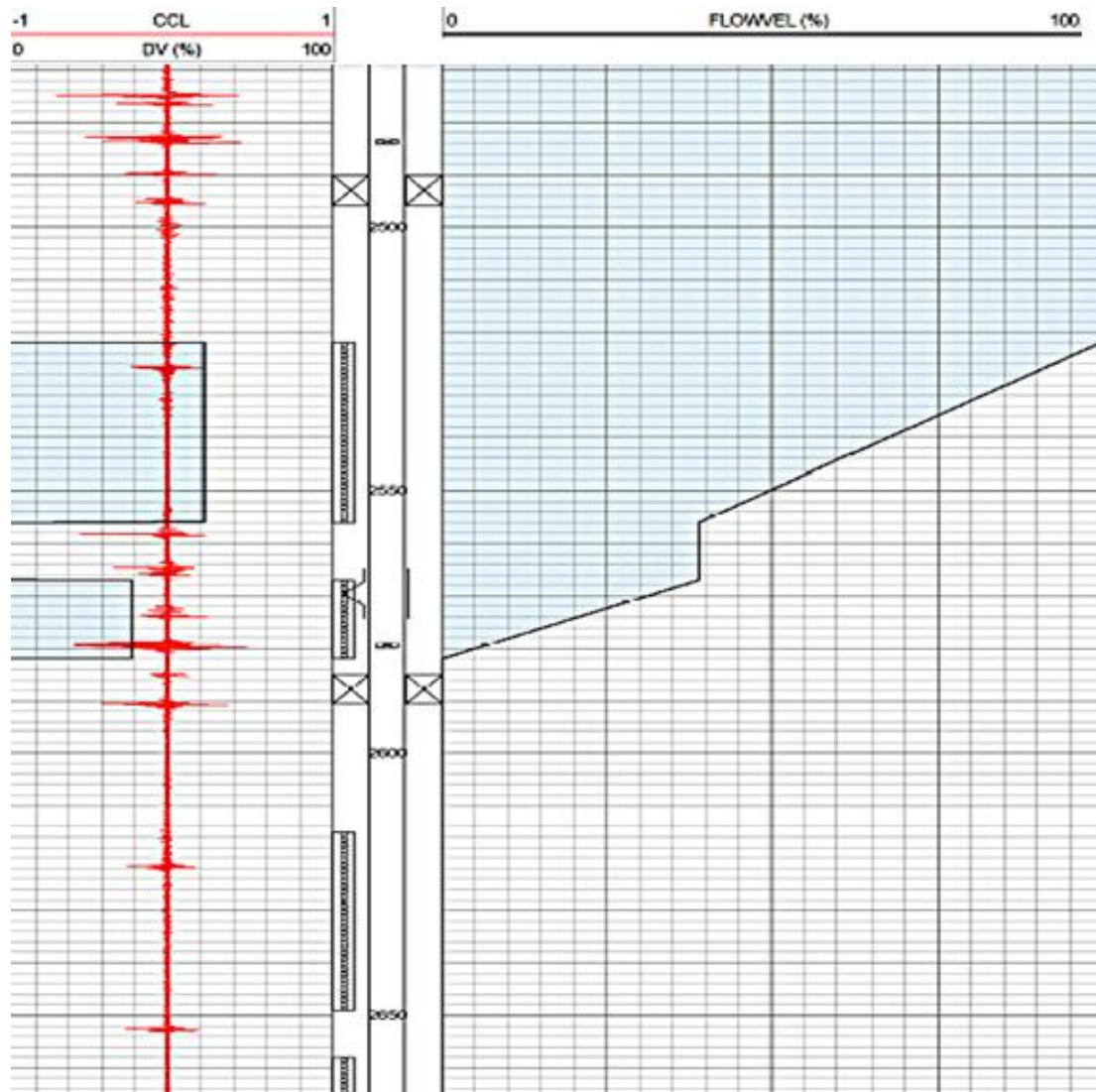
Los registros de inyección con material radiactivo permiten determinar con un alto grado de exactitud el perfil de inyección para cada uno de los intervalos evaluados en casing, como se observa en la **Figura 17 y 18** respectivamente. A partir de sus análisis se pueden tomar perfiles de inyección en pozos de bajos caudales (20-100 BWPD) y en completamientos de sartas de inyección selectivas.

Figura 17. Perfil de inyección por perforados mediante una prueba de trazador



Fuente: SPE 13985

Figura 18. Perfil de Inyección Trazador Radiactivo.



Fuente: COLREGISTROS S.A.S. “Perfil de Inyección Trazador Radiactivo”
OXY – CIRA INFANTAS

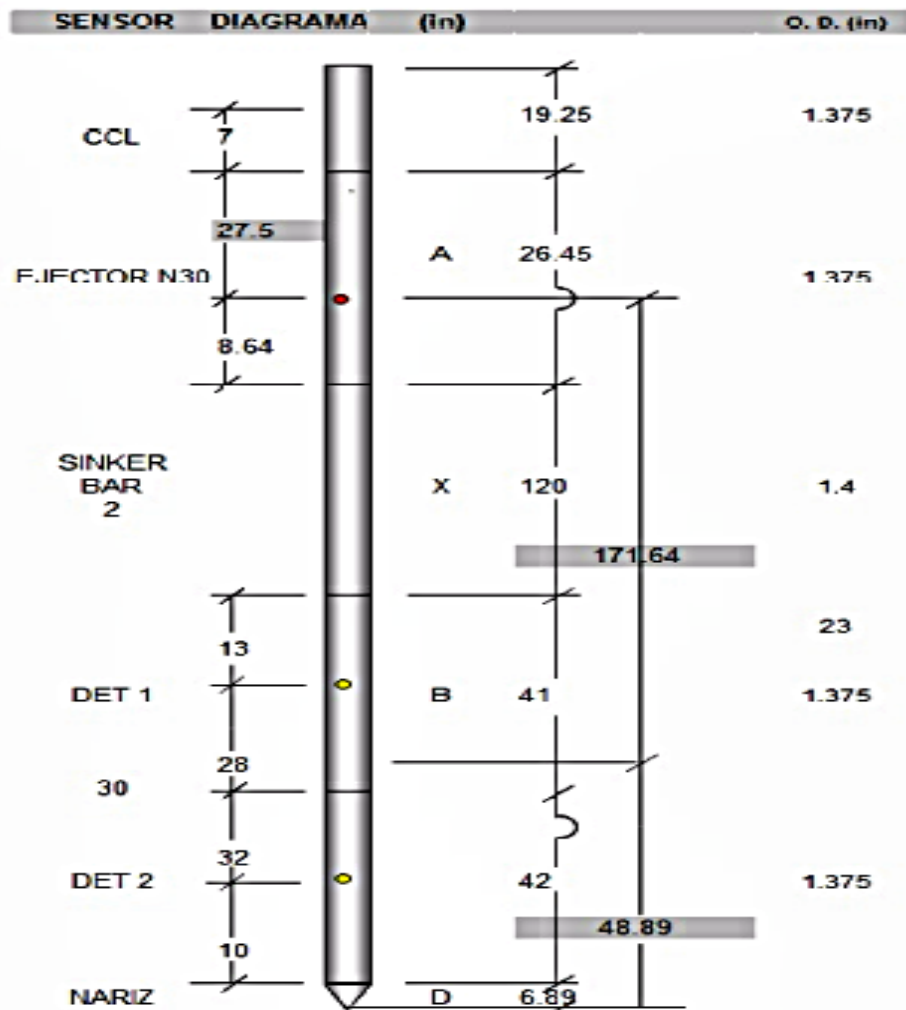
3.3 EQUIPOS DE TRAZADORES RADIATIVOS

Los trazadores radiactivos permiten mediante una serie de equipos determinar perfiles de inyección de agua que ayudan a inducir el comportamiento de la inyección y poder así controlar la inyectividad, a continuación se describen los equipos fundamentales empleados para una corrida de Trazadores Radiactivos:

3.3.1 Componentes de la Sarta

La herramienta básica utilizada para la toma del perfil de inyección consta de un eyector del material radiactivo y de dos detectores Gamma Ray espaciados, adicionalmente también lleva un detector de collares CCL (Casing Collar Locator), el cual se encarga de ubicar la herramienta en profundidad. La configuración como se muestra en la **Figura 19** consta de un eyector en la parte superior y de dos detectores en la parte inferior.

Figura 19. Sarta de registro de un trazador radiactivo



Fuente: COLREGISTROS S.A.S. "Perfil de Inyección Trazador Radiactivo"
OXY – CIRA INFANTAS

3.3.1.1 Herramienta eyectora de material radiactivo

La herramienta dirige una corriente de Yodo radiactivo en el pozo para determinar tasa de flujo, perfiles, tasas de inyección. En la Figura 20 se podrá observar la herramienta eyectora empleada por los operadores de COLREGISTROS S.A.S. para la toma de perfiles de inyección con trazadores radiactivos. De igual forma el caucho de color negro por donde transita el cable de la herramienta el cual encaja perfectamente para contrarrestar la presión.

Figura 20. Herramienta eyectora de material radiactivo COLREGISTROS S.A.S.



Fuente: Autores

En la **Tabla 3** se pueden observar las especificaciones y los rangos del funcionamiento de la herramienta eyectora de material radiactivo.

Tabla 3. Especificaciones y rangos herramienta eyectora de material radiactivo

ESPECIFICACIONES	
Diámetro	1 3/8" (3,5 cm)
Longitud (20CC)	41" (104 cm)
Peso	11,5 Lbs
Voltaje de Operación	30 +/- VDC
Corriente de Operación	Aprox 115 mA DC
Cap. Llenado	100 cc - 20 cc
RANGOS	
Máxima Presión	15000 Psi
Máxima Temperatura	302 °F

Fuente: COLREGISTROS S.A.S. "MANUAL DE OPERACIONES DE ELECTRICLINE: PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO" ISO 9001: Planificación de la Realización del Producto. Septiembre 04 de 2009

3.3.1.2 Detector Gamma Ray DUAL/CCL

Esta herramienta tiene un detector de centelleo que puede ser configurados con pulsos positivos y negativos a un espaciamento variable, el cual es utilizado junto con el eyector de fluido radiactivo para monitorear el paso de este a través del fluido del pozo y determinar las tasas de flujo.

En la **Figura 21** se podrá observar un tubo bismuth que contiene en su interior un gas comprimido y un detector. Cuando pasan los rayos gamma generados por el material radiactivo (Yodo 131) a través del detector se crea una avalancha de electrones los cuales son interpretados como una señal en superficie, esta herramienta es la empleada por los operadores de COLREGISTROS S.A.S. para la toma de perfiles de inyección con trazadores radiactivos.

En cuanto al detector de collares, su posición en la herramienta no está bien definida, pero es importante saber si va en la parte superior o inferior, para así poderse ubicar bien en profundidad.

Figura 21. Detector de material radiactivo COLREGISTROS S.A.S.



Fuente: Autores

En cuanto a la herramienta utilizada en el campo La Cira Infantas, el detector de collares se ubica generalmente en la parte superior, y los dos detectores en la parte inferior, primero el positivo y luego el negativo respectivamente.

En la **Tabla 4** se pueden observar las especificaciones y los rangos de operación para el funcionamiento del Detector Gamma Ray DUAL/CCL.

Tabla 4. Especificaciones y rangos Detector Gamma Ray DUAL /CCL

ESPECIFICACIONES	
Diámetro	1 3/8" (3,5 cm)
Longitud (20CC)	89" (226 cm)
Peso	27 Lbs
Voltaje de Operación	35 VDC
Corriente de Operación	Aprox 70 mA DC
Calibración API	1 CPS/API
RANGOS	
Máxima Presión	15000 Psi
Máxima Temperatura	302 °F
Máxima Tasa de Conteo de Gamma	3000 CPS/4000 API

Fuente: COLREGISTROS S.A.S. “MANUAL DE OPERACIONES DE ELECTRICLINE: PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO”
ISO 9001: Planificación de la Realización del Producto. Septiembre 04 de 200

3.3.2 SISTEMA DE ADQUISICIÓN

Los trazadores radiactivos utilizan un sistema de adquisición de datos que ponen en funcionamiento en campo con el fin de determinar los perfiles de inyección de agua, los cuales son exportados a una plantilla de Excel para realizar los cálculos respectivos de caudal, a continuación se describe el sistema de adquisición fundamental empleado por Trazadores Radiactivos:

3.3.2.1 Sistema de Registro Pulso/Análogo

El sistema “Warrior Well Logging” para herramientas de pulso emplea software y hardware avanzado el cual proporciona una solución rentable a los requerimientos de registros de pozos revestidos (cased hole).

El sistema de adquisición empieza por el panel de adquisición Warrior que se encarga alimentar, controlar y decodificar la información que mandan las herramientas de la sarta y el encoder de profundidad (**Figura 22**).

Figura 22. Warrior Well Logging COLREGISTROS S.A.S.



Fuente: Autores

El Warrior, además de desplegar parte de esta información como es la profundidad, voltaje en superficie, corriente de la herramienta, también se controla y programa los disparos y se activa o desactiva la herramienta, en este sistema se encuentra también el encoder de profundidad, que va conectado a la polea y envía pulsos que indican el avance o retroceso del cable para poder medir la longitud de cable desenrollado y su velocidad.

El computador se conecta por medio de un cable USB al panel de adquisición, para almacenar y desplegar los datos que está recibiendo de la herramienta. El computador debe tener conectada la llave de hardware del programa antes de arrancar el programa Warrior. De lo contrario no se podrá iniciar la adquisición.

3.3.2.2 Medidor de Caudal Panametrics

Medidor de flujo ultrasónico, especialmente diseñados para mediciones de alta precisión fiscal y de asignación de petróleo y gas, este es un equipo de medición de caudal en superficie, el cual da una lectura en tiempo real del caudal de inyección suministrado al pozo. Este equipo permite identificar variaciones de caudal las cuales pueden afectar el buen desarrollo del registro.

En la **Figura 23** se puede observar el montaje del equipo Panametrics en una línea de flujo para medir el caudal de agua que está llegando al pozo inyector, este valor debe coincidir con el suministrado por la compañía operadora.

En el caso en que ambos caudales no sean iguales, COLREGISTROS S.A.S. por políticas internas estableció que no es posible realizar la corrida del registro hasta no informar que se está presentando una caída de caudal en el pozo, la cual debe ser solucionada para continuar con el procedimiento.

Figura 23. Montaje medidor de caudal Panametrics CO LREGISTROS S.A.S.



Fuente: Autores

3.3.2.3 Registrador de Presión

Este equipo permite monitorear la presión de cabeza en tiempo real y registrar la misma mientras es llevado a cabo el registro, este instrumento se instala y se utiliza con el fin de identificar caídas o alteraciones de presión las cuales puedan afectar el registro.

En la **Figura 24** se observa el medidor de presión empleado en campo para registrar la presión en cabeza de pozo, cabe resaltar que este medidor debe permanecer en el mismo lugar durante toda la operación, puesto que permite llevar una trazabilidad de los cambios que se puedan presentar.

Figura 24. Registrador de presión en cabeza de pozo.



Fuente: COLREGISTROS S.A.S. “MANUAL DE OPERACIONES DE ELECTRICLINE: PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO”
ISO 9001: Planificación de la Realización del Producto. Septiembre 04 de 2009

3.4 GENERALIDADES DEL MATERIAL RADIATIVO

El material radiactivo utilizado para este procedimiento puede ser Au-198 o I-131 diluidos en agua, para el caso de La Cira, el material radiactivo empleado para la realización de operación es Yodo 131 (I-131).

El manejo de este material requiere control de seguridad ya que sus efectos en el organismo son irreversibles, para ello el container debe ubicarse a una distancia prudencial del camión durante el procedimiento, debe evitarse el contacto con la piel usando los materiales de protección adecuados para cada prueba, la cual debe ser rápida y el tiempo de exposición mínimo. El material radiactivo debe ser manipulado por personal capacitado y altamente calificado, el cual debe llevar consigo un dosímetro, el cual registra el índice de radiación a la cual ha estado expuesta dicha persona. Adicionalmente se debe tener la licencia para el manejo de material Radiactivo expedida por INGEOMINAS.

Existen tres términos importantes cuando se habla de radioisótopos, ellos son:

- **El tiempo de vida media.**

Es el tiempo requerido, para que cualquier número de átomos pierda la mitad de su intensidad medible. Las vidas medias varían desde fracciones de segundo a billones de años. Los radioisótopos usados en registros trazadores tienen una vida media de ocho días a cinco años.

- **La intensidad en milicuries o nivel de actividad específica.**

Denota el número de desintegraciones por segundo que son medibles por medio del detector Gamma-Ray. Para trazadores radiactivos dentro del wellbore un radioisótopo con 5 milicuries de intensidad es suficiente.

- **El nivel de energía cinética de un radioisótopo.**

Se expresa en unidades de millones de electrón-voltio (mev). Casi todas las energías caen en el rango de 0.1 a 10 mev. Mientras más alto el nivel de energía cinética, mayor la intensidad de la emisión de rayos gamma por milicurie. Una importante propiedad de los radioisótopos es su capacidad para penetrar o ser absorbido por la mayoría de los materiales. La capacidad de los materiales para absorber rayos gamma varía y es expresada como el valor medio del espesor del material (HVT). El HVT es el espesor de un material requerido para reducir los rayos gamma incidentes a la mitad de su intensidad.

Mientras más electrones se encuentren en la composición del material usado para reducir un rayo gamma incidente, mayor radiación puede ser detenida. Los radioisótopos seleccionados deben ser completamente solubles en el fluido de inyección, en caso contrario interpretación de los registros en superficie será extremadamente difícil o imposible.

3.5 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRIDA DEL REGISTRO TRAZADOR

El siguiente procedimiento especifica uno a uno los pasos que se deben llevar a cabo para realizar la toma de perfiles de inyección con trazadores radiactivos independientemente del campo donde este sea ejecutado.

Antes de iniciar dicho procedimiento, se debe cumplir con ciertos requisitos legales y de seguridad para garantizar el cumplimiento de las normas y el éxito de la operación, tales como:

- Licencias actualizadas para el manejo de material radiactivo por la autoridad competente (INGEOMINAS).
- Personal entrenado y certificado por la compañía competente para operaciones con manejo de material radiactivo.

Una vez todo el personal involucrado en la operación cumpla con todos los requisitos anteriormente mencionados, se puede dar inicio a la operación.

En primer lugar se realiza un Programa el trabajo previamente consultado con el ingeniero de Inyección o persona encargada de la misma donde provea todo el historial y la información del pozo que pueda servir para realizar un análisis más profundo y detallado.

Esta programación comprende una visita a la locación para revisar el estado de las vías, compactación del terreno, así como también para verificar las condiciones de presión y caudal de inyección; Si el caudal está por debajo de 50 bbls no se debe llevar a cabo el trabajo ya que no cumple con las condiciones mínimas de inyección para la realización de la operación.

Una vez revisada la locación y que esta cumpla con todos los requisitos establecidos para la operación, se solicita el estado mecánico actualizado y el historial detallado de los últimos trabajos realizados en el pozo. Adicionalmente se

debe solicitar también el registro de correlación GR (Gamma Ray) y CCL (Casing Collar Locator) como parámetros de correlación de medida.

Se debe verificar con la planta de inyección del campo, los trabajos programados durante el día para conocer constantemente las condiciones de inyección. Es aquí donde se realiza la prueba de verificación de caudal con el equipo Panametrics para garantizar que el caudal suministrado por la planta de inyección sea el mismo que llega al pozo inyector en cabeza.

Teniendo garantía que las condiciones del pozo y de inyección son óptimas y estables, se procede a realizar la movilización de personal y equipo a la locación. Se debe contar con equipos de comunicación para tener contacto permanente con el ingeniero y con la planta de Inyección, esto con el fin de informar cualquier anomalía que se pueda presentar durante la operación.

Antes de trasladar la unidad de registro a pozo, se debe ensamblar la sarta en la base de operaciones de la empresa de servicios, como se puede observar en la **Figura 25**, en donde el personal de COLREGISTROS S.A.S. arman de manera cuidadosa toda la sarta paso a paso, la cual será llevada a la locación.

El proceso de acople de cada parte de la herramienta se hace de manera cuidadosa, manteniendo siempre presente las normas de seguridad y velando por la integridad física del personal involucrado. La herramienta básica se arma dando torque y consta de un eyector del material radiactivo y de dos detectores Gamma Ray espaciados a 6ft uno del otro, adicionalmente también lleva un detector de collares CCL (Casing Collar Locator), y las barras espaciadoras necesarias según el caudal de agua que se esté inyectando.

Figura 25. Montaje de la sarta a la unidad móvil de COLREGISTROS S.A.S.



Fuente: Autores

En la **Figura 26** se puede observar como la sarta es ensamblada y acoplada de manera correcta a la unidad móvil por el personal capacitado de la empresa COLREGISTROS S.A.S.

Figura 26. Acople Sarta COLREGISTROS S.A.S. a la unidad móvil.



Fuente: Autores

La sarta para este registro consta de un eyector de material radiactivo y de dos detectores Gamma Ray espaciados 6 pies uno del otro, adicionalmente también lleva un detector de collares CCL (Casing Collar Locator) y un determinado número de barras de peso de separación (Sinker Bar) que varían de acuerdo al número de barriles de agua inyectada al pozo por día (**Tabla 5**), cuya función es garantizar el espaciamiento correcto entre el eyector y los detectores.

Tabla 5. Rango Sinker Bar de acuerdo al número de barriles de agua inyectada.

Barriles de Agua Inyectada por día (BWPD)	Número de Sinker Bar (Longitud: 10 ft c/u)
0 – 500	1
500 – 1900	2
1900 – 3000	3

Fuente: Autores

Una vez ensamblada la sarta en la unidad de registros y el personal capacitado a bordo, se realiza el desplazamiento al lugar donde se encuentra ubicado el pozo o la locación según sea el caso. En la **Figura 27** se puede observar la unidad móvil de COLREGISTROS S.A.S. antes de salir hacia el pozo donde se llevara a cabo la operación, en ella se encuentra los operadores y todo el equipo necesario.

Figura 27. Unidad móvil de COLREGISTROS S.A.S. hacia locación.



Fuente: Autores

Llegada la unidad de registro y personal al pozo, se debe verificar todos los puntos anteriormente mencionados (condiciones de presión y caudal de inyección, condiciones del terreno y del cabezal de inyección, etc.). Posteriormente la torre, el camión y el cabezal del pozo deben estar alineados como se observa en la **Figura 28** a continuación:

Figura 28. Alineación torre, unidad de registro y el cabezal del pozo inyector.



Fuente: Autores

Se debe evitar que el cable eléctrico empleado sufra alguna torcedura o enrollado defectuoso que puedan acortar la vida del mismo y poner en peligro la operación. Se toma la presión de cabeza para establecer si las condiciones de presión y caudal son apropiadas para la toma del registro, es importante que estas variables

permanezcan constantes durante la prueba, para así generar resultados que puedan ser en cierta medida confiables.

Para realizar la medición de caudal es necesario realizar la instalación del Medidor de flujo ultrasónico (Panametrics) y garantizar que las medidas estén acordes con los datos suministrados por el ingeniero de inyección de la compañía operadora y los medidos en campo por el Contratista.

Una vez ubicados en el pozo se debe abrir la válvula del anular para verificar que no exista paso a través del empaque, si esto ocurre y no existen intervalos por encima del empaque, se debe informar de inmediato al ingeniero o persona encargada de la operación. Si por el contrario existen intervalos por encima, se debe bajar y verificar la integridad del empaque por medio del registro. En ambos casos es necesario informar a la persona encargada.

Realizar charla de seguridad con todo el personal implicado en la operación. En esta charla se deben identificar, analizar y discutir todos los factores de riesgo presentes durante el desarrollo de la operación.

En la **Figura 29** se observa cómo se debe acordonar con un anillo de seguridad el perímetro donde se va a realizar la operación y ubicar en lugares visibles los extintores contra incendios y la zona de basuras.

Conectar sistema de adquisición de datos en superficie.

Conectar el encoder de profundidad a la conexión de la polea, garantizando que este quede perfectamente ajustado y asegurado de tal manera que no se tenga un desfase no deseado en profundidad.

Colocar voltaje (+60 voltios) a la sarta para verificar que el CCL y los detectores gamma Ray se encuentren funcionando, este procedimiento se realiza con el fin de garantizar que todos los elementos en la sarta se encuentren trabajando de manera correcta y que los valores a registrar son reales y precisos.

Figura 29. Anillo de seguridad en el perímetro de la operación.



Fuente: Autores

Colocar el controlador de voltaje en neutro para iniciar el trabajo. Se guarda sarta dentro del lubricador y se pega en el stuffing box y se baja un pie. Se debe conecta el lubricador al árbol del pozo inyector como se muestra en el montaje de la **Figura 30**, a continuación se pone en funcionamiento el sistema de control de presión y posteriormente abrimos la válvula Swab, para registrar presión y caudal de inyección en el pozo.

Bajar sarta a una velocidad máxima de 120 Ft/min.

Cuando nos encontremos aproximadamente 300 pies de profundidad se hace una verificación de flujo eyectando una gota de material radiactivo y registrando el

tiempo que tarda la gota en ser hallada por los dos detectores. Con esto se busca verificar que la herramienta esté funcionando correctamente.

Figura 30. Acople Sarta COLREGISTROS S.A.S. al pozo inyector.



Fuente: Autores

Seguidamente se hace una corrida subiendo desde el fondo del pozo hasta el empaque a una velocidad de 30 ft/min para correlacionarse en profundidad. Se corre el registro CCL, el cual es correlacionado con el CBL corrido después del revestimiento del pozo, esto con el objeto de verificar si la herramienta se halla en profundidad. Es importante que la velocidad de ascenso y descenso de la herramienta sea controlada para evitar problemas de suabeo, o daño al equipo, esto debe hacerse especialmente cuando se aproxima a las profundidades del empaque y del fondo reportadas.

Una vez correlacionado, se debe bajar hasta el fondo del pozo por debajo del último intervalo para verificar la zona de cero flujo. La ubicación de la herramienta en las diferentes estaciones debe hacerse a una profundidad por encima del intervalo a evaluar, dicha distancia debe ser mayor que la existente entre el eyector y el detector inferior, esto con el objeto de que el eyector no quede localizado frente a perforaciones y así se canalice la gota a través de ellas. Si la distancia entre uno y otro intervalo son bastante grandes, la estación se hará 10 ft por encima del tope del intervalo con el fin de que si es necesario puedan hacerse una o más estaciones sin presentar contaminación y resultados erróneos.

Una vez posicionado se realiza un disparo y se espera por espacio de 5 minutos aproximadamente, si no se detecta movimiento de fluido, ni señal alguna por parte de los detectores en superficie, subir la sarta para detectar la gota.

Subir haciendo estaciones por encima de cada uno de los intervalos para calcular el caudal de inyección que consume cada uno de ellos. Se debe realizar una estación para determinar el caudal total (estación de calibración).

Una vez realizado el perfil de inyección, ubicar la sarta 5 pies por encima del empaque y verificar la integridad de este. Para esto se eyecta material radiactivo y se espera 5 minutos aproximadamente para ver si la gota sube a través del anular.

Sacar hasta superficie la sarta de registro a una velocidad máxima de 100 ft/min. Desarmar la sarta y colocar el eyector en un tubo plomado para bloquear la radiación que este produce.

Realizar el Rig Down del equipo. Dejar la locación en las mismas condiciones de orden y limpieza que se encontró.

El mismo día del registro se entregara una tabla con los resultados obtenidos y 48 horas después se entregara el registro completo con cada una de las estaciones realizadas y el perfil de inyección.

3.6 CÁLCULO DEL CAUDAL DE AGUA MEDIANTE EL USO DEL TRAZADOR RADIATIVO.

La herramienta se posiciona encima de cada intervalo a evaluar y se libera la gota del isótopo radiactivo a una profundidad determinada, luego se baja la herramienta varios pies por debajo de la profundidad de liberación de la gota y se sube lentamente hasta detectarla, de este modo se determina la distancia que la gota se ha desplazado en un determinado tiempo, y como se conocen el diámetro interno del revestimiento, la distancia entre detectores y el diámetro externo de la herramienta puede ser obtenido el caudal. Si la gota no se ha movido de su posición original, el flujo es cero. La tasa de flujo se calcula a partir de la ecuación:

$$Q = A \times \frac{t}{h}$$

Dónde:

h = Distancia entre el primer

A = Área de la sección transversal efectiva al flujo.

t = Tiempo que tarda la solución radioactiva al pasar entre los dos detectores.

Para obtener el caudal en barriles por día (bbl/d), se tiene la siguiente ecuación:

$$Q = \left[\frac{h}{t} \times (dr^2 - ds^2) \right] \times \left(6.994 \frac{\text{bbl}}{\text{dia}} \right)$$

Dónde:

dr: diámetro interior del revestimiento (pulg).

ds: diámetro exterior de la herramienta (pulg).

h: distancia entre detectores (pulg).

t: tiempo que tarda la solución radioactiva al pasar entre los dos detectores (seg).

Existe dificultad de medición cuando el caudal de inyección está por debajo de los 100 BWIPD, el trazador puede detectar incluso 20 BWIPD, pero sin buena precisión. También se obtienen malos resultados, en el caso de inyectar fluidos no Newtonianos a una formación, ya que no se logra una buena mezcla entre el trazador y el fluido inyectado.⁸

3.7 OBTENCIÓN DEL PERFIL DE INYECCIÓN

Por diferencia entre los valores de caudales obtenidos en las diferentes estaciones, procediendo de fondo, hacia arriba, se establece el caudal que ingresa a cada intervalo y posteriormente se obtiene el perfil de inyección del pozo hallando el porcentaje de agua que ingresa a cada uno de los estratos:

$$\% = \left(\frac{Q_i}{Q_t} \right) \times 100$$

Dónde:

Q_i: Caudal que ingresa a cada intervalo.

Q_t: Caudal total inyectado al pozo.

⁸ FERNEY Heberth. „„ Un Análisis a las Técnicas de Perfilaje en Pozos Inyectores““. ECOPEPETROL, El Centro, Marzo de 2001.

4. AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)

La herramienta AFT (ACTIVATION FLOW TOOL) permite determinar de forma casi exacta los perfiles de inyección de cada pozo, al igual que discretizar por perforados la inyección con respecto a cada arena en particular. A partir de su análisis se controlan las zonas de inyección preferencial, las cuales pueden inducir canalizaciones, también nos facilitan la construcción de mapas de distribución de agua inyectada, la determinación de zonas de colapso en el revestimiento, fisuras en el completamiento, problemas en el estado mecánico y nos permite identificar fugas a través de los empaques. Además, por medio de ellos es posible obtener un control de las condiciones de inyección en superficie, tales como la presión y el caudal, con el fin de optimizar la inyección y obtener los perfiles deseados.

4.1 PRINCIPIO DE AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)

La técnica de medición de caudal con AFT, utiliza el mismo principio de detección de rayos gamma de los trazadores radiactivos, pero con algunas variaciones:

- Usa un generador de neutrones.
- Usa un software (HWAFL PROC) para tener mayor confiabilidad en el procesamiento de la data adquirida.

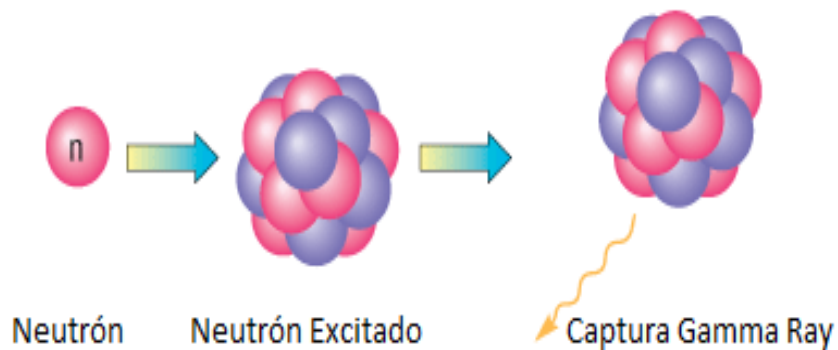
4.1.1 Activación Neutrónica

Es el proceso mediante el cual la radiación de neutrones induce radiactividad en los materiales, se produce cuando los núcleos atómicos capturan neutrones libres, convirtiéndose en neutrones más pesados y entrando en un estado excitación. El núcleo excitado a menudo decae inmediatamente emitiendo partículas como neutrones, protones, partículas alfa o gamma, como se observa en la **Figura 31**. Por lo tanto la captura de neutrones, incluso después de cualquier descomposición

intermedia, a menudo resulta en la formación de un producto de activación inestable. Tales núcleos radiactivos puede exhibir vidas medias que van desde pequeñas fracciones de segundo para muchos años.

El registro de activación de neutrones se refiere principalmente al registro que mide el caudal de inyección de agua a través de la activación del núcleo de oxígeno dentro de la molécula de agua.

Figura 31. Activación neutrónica



Fuente: Captura neutrónica - Schlumberger Oilfield Glossary_files

4.1.2 Registro de Activación

Es un registro de las concentraciones elementales obtenidas a partir de los niveles característicos de energía de rayos gamma emitidos por un núcleo que ha sido activado (excitado) por el proceso de bombardeo neutrónico, ejemplos de registros de activación pueden ser:

- Registro de la relación carbono-oxígeno
- Registro de espectroscopia de captura elemental
- Registro de espectroscopia de neutrones pulsados
- Registro de activación del aluminio
- Registro de activación del oxígeno el cual también se denomina registro de flujos de agua.

En la industria del petróleo, el fluido del pozo puede ser activado, ya sea agua o hidrocarburos, de igual manera la sensibilidad de energía del detector puede ser ajustada para permitir la activación de registro en ambos fluidos.

La activación de oxígeno es un fenómeno explotado con el objetivo de detectar y cuantificar el flujo de agua en un pozo o alrededor de él, basado en la activación de oxígeno. El oxígeno (^{16}O) puede activarse mediante neutrones de alta energía para producir un isótopo del nitrógeno (^{16}N), que vuelve a ser oxígeno con una vida media de 7,1 segundos aproximadamente y emite un rayo gamma fácilmente detectable de 6,13 MeV. Los neutrones se suministran por el generador de una herramienta de espectroscopia de neutrones pulsados. Los rayos gamma se perciben y se cuantifican en detectores colocados encima de la herramienta para el flujo ascendente, o debajo de ella para el flujo descendente. Se han desarrollado varias técnicas para analizar las tasas de conteo en términos de la velocidad del agua, el flujo y la distancia de la herramienta.

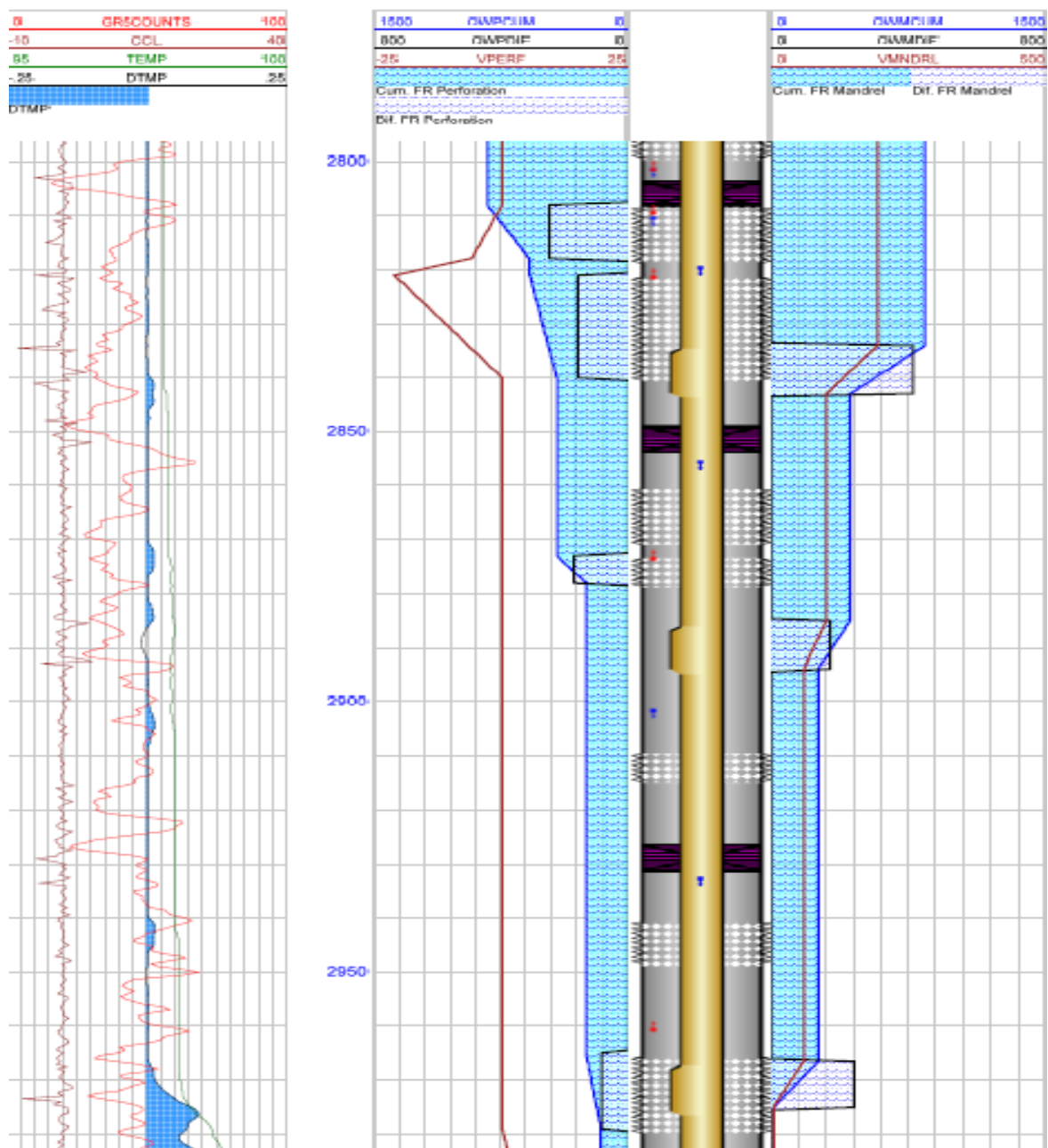
Los primeros métodos se basaban en la relación de los conteos de dos detectores. El oxígeno estacionario y otras señales de fondo se eliminan mediante la calibración en una zona conocida de flujo cero, mediante el conteo solamente en una ventana cercana a los 6,13 MeV, o mediante la optimización de los espaciamientos de los detectores. Más recientemente, se han introducido técnicas de activación de impulsos. Si bien requieren que la herramienta esté estacionaria, son generalmente más precisos.

4.2 UTILIDAD DE AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)

La herramienta de activación de flujo permite determinar la velocidad de flujo, el monitoreo de las VRF (Válvulas reguladoras de flujo) mediante los perfiles de inyección de agua y me permite discretiza la inyección de agua por perforados que afectan de forma directa a los pozos productores.

El flujo de agua puede ser detectado en la zona anular entre el tubing y el casing, al igual que detrás del casing como se observa en la **Figura 32**.

Figura 32. Perfil de inyección de agua global y por perforados mediante una prueba de AFT (Activation Flow Tool).



Fuente: HOTWELL COLOMBIA. “Perfil de Inyección AFT (Activation Flow Tool)” OXY – CIRA INFANTAS

4.3. DISEÑO DE LA HERRAMIENTA

La herramienta utilizada para la toma del perfil de inyección de agua consta de un generador de neutrones y de cuatro detectores Gamma Ray espaciados, adicionalmente también lleva un sensor de temperatura y un detector de collares CCL (Casing Collar Locator), el cual se encarga de ubicar la herramienta en profundidad. La configuración como se muestra en la **Figura 33** consta de un generador en la parte superior y de cuatro detectores en la parte inferior.

Figura 33. Sarta de registro de AFT (Activation Flow Tool)

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Len (ft)	OD (in)	Wt (kg)	
CCL	4.46		CCL-1193 (000001) HW CCL Amplified	2.13	1.69	5.10	
AFL-Gen	3.48		AFL-Gen-1223DF (24623DF) AFL GEN DownFlow	4.06	1.69	8.50	
Mode	0.00						
ErrCnt	-0.58						
FrameTime	-0.58						
GR1	-1.31						
GR2	-2.62		AFL-Gr-1231DF (24522DF) AFL GR Down Flow	3.22	1.69	5.50	
SPACER	-3.80						
SPACER	-5.44		extend1 AFL SPACER	1.64	1.69	3.00	
SPACER	-7.08		extend2 AFL SPACER	1.64	1.69	3.00	
SPACER	-8.72		extend3 AFL SPACER	1.64	1.69	3.00	
SPACER	-10.36		extend4 AFL SPACER	1.64	1.69	3.00	
SPACER	-12.00		extend5 AFL SPACER	1.64	1.69	3.00	
SPACER	-12.00		extend6 AFL SPACER	1.64	1.69	3.00	
GR3	-14.44						
GR4	-15.76						
GR5	-15.76		AFL-Com-1220DF (27421DF) AFL COMM Down Flow	4.22	1.69	10.00	
TEMP	-17.73						
AFLcrossover	-17.86	AFLcrossover-Hw (01) female X female Xover sub_35mm	0.56	1.38	0.45		
BUL	-18.42	BUL-M (000002) CH Bul Plug 35mm	0.18	1.38	0.50		

Dataset: Hotwell AFT DownFlow
 Total Length: 24.20 ft
 Total Weight: 48.04 kg
 O.D.: 1.69 in

Fuente: HOTWELL COLOMBIA. “Perfil de Inyección AFT (Activation Flow Tool)”
OXY – CIRA INFANTAS

4.3.1 Generador de neutrones

Es un dispositivo diseñado para la producción de neutrones de alta energía mediante la utilización de un acelerador de partículas cargadas. Los generadores de neutrones se utilizan en diversos dispositivos de neutrones pulsados y en algunas mediciones de porosidad-neutrón. En un dispositivo típico, los iones de deuterio ($2D$) y tritio ($3T$) son acelerados hacia un blanco que también contiene los mismos isótopos. Cuando $2D$ y $3T$ colisionan, reaccionan para generar un neutrón con una energía de aproximadamente 14,1 MeV. En la **Figura 34** se podrá observar el generador de neutrones empleada por los operadores de HOTWELL COLOMBIA para la toma de perfiles de inyección con AFT (Activation Flow Tool).

Figura 34. Generador de neutrones HOTWELL COLOMBIA



Fuente: Autores

En la **Tabla 6** se puede observar las especificaciones y los rangos para el funcionamiento del generador de neutrones en la toma de un perfil de Inyección AFT (Activation Flow Tool).

Tabla 6. Especificaciones y Rangos del Generador de Neutrones.

ESPECIFICACIONES	
Diámetro	1 11/16" (4,3 cm)
Longitud	48,72" (123,7 cm)
Peso	18, 7 Lbs
Voltaje de Operación	170 VDC
Corriente de Operación	110 Ma
RANGOS	
Máxima Presión	15000 Psi
Máxima Temperatura	302 °F

Fuente: Autores

4.3.2 Detectores Gamma Ray

Los detectores de Gamma Ray GR1 - GR2 - GR3 y GR4 son normalmente configurados para trabajar en la detección de rayos Gamma de alta energía, esto es, de más de 3 MeV, lo que garantiza la lectura de la mayor cantidad de fluidos posibles sin importar que este flujo se dé al interior del tubing o detrás del revestimiento. En la **Figura 35** podremos observar el ensamblaje entre los detectores Gamma Ray por parte de HOTWELL COLOMBIA.

Figura 35. Ensamblaje entre detectores Gamma Ray por HOTWELL COLOMBIA.



Fuente: Autores

El sensor GR4 puede ser configurado para discretizar dos niveles energéticos:

- Lecturas por debajo de los 3 MeV (radioactividad natural).
- Lecturas por encima de los 3 MeV (lecturas en materiales activados).

Adicionalmente, el GR4 lleva un sensor de temperatura en uno de sus extremos como lo podemos observar en la **Figura 36** el cual me permite brindarle a la toma del perfil de Inyección AFT (Activation Flow Tool) un valor agregado que me será

de suma utilidad al momento de realizar el análisis del registros puesto que cuando se evidencia variaciones en la temperatura es un índice de que existe daños en la integridad de la tubería. Además, el sensor de temperatura permite probar la ubicación exacta de los perforados, ya que detecta un aumento en la temperatura del agua de inyección al entrar en contacto con una temperatura mayor como la de la formación.

Figura 36. Sensor de Temperatura GR4 por HOTWELL COLOMBIA.



Fuente: Autores

En conclusión, según el diseño la sarta para la toma de un perfil de Inyección AFT (Activation Flow Tool) consta de tres secciones:

- ✓ Sección de generación de neutrones.
- ✓ Sección de detección de rayos gamma con dos sensores en total, GR1 a 400 mm desde el generador y GR2 a 800 mm desde el generador.
- ✓ Sección de comunicación con sensores de Gamma Ray y dos sensores adicionales, GR3 a 1400 mm desde el generador y GR4 1800 mm desde el generador, el sensor de temperatura y Casing Collar Locator (CCL).

En la **Tabla 7** se puede observar las especificaciones y los rangos para el funcionamiento del generador de neutrones en la toma de un perfil de Inyección AFT (Activation Flow Tool).

Tabla 7. Especificaciones y rangos Detector Gamma Ray

ESPECIFICACIONES	
Diámetro	1 11/16" (4,3 cm)
Longitud	38,64" (98,14 cm)
Peso	12,1 Lbs
Voltaje de Operación	170 VDC
Corriente de Operación	110 mA
RANGOS	
Máxima Presión	15000 Psi
Máxima Temperatura	302 °F

Fuente: Autores

4.4 SISTEMA DE ADQUISICIÓN

4.4.1 Sistema de Registro Pulso/Análogo

El sistema “Warrior Well Logging” para herramientas de pulso emplea software y hardware avanzado el cual proporciona una solución rentable a los requerimientos de registros de pozos revestidos (cased hole).

El sistema de adquisición empieza por el panel de adquisición Warrior que se encarga alimentar, controlar y decodificar la información que mandan las herramientas de la sarta y el encoder de profundidad (**Figura 37**), además de desplegar parte de esta información como es la profundidad, voltaje en superficie, corriente de la herramienta, también se controla y programa los disparos y se activa o desactiva la herramienta, en este sistema se encuentra también el encoder de profundidad, que va conectado a la polea y envía pulsos que indican el avance o retroceso del cable para poder medir la longitud de cable desenrollado y su velocidad.

Figura 37. Warrior Well Logging HOTWELL COLOMBIA



Fuente: Autores

El computador se conecta por medio de un cable USB al panel de adquisición, para almacenar y desplegar los datos que está recibiendo de la herramienta. El computador debe tener conectada la llave de hardware del programa antes de arrancar el programa Warrior. De lo contrario no se podrá iniciar la adquisición.

4.4.2 Medidor de Caudal Flowmeter

Medidor de flujo ultrasónico, especialmente diseñados para mediciones de alta precisión fiscal y de asignación de petróleo y gas, este es un equipo de medición de caudal en superficie, el cual da una lectura en tiempo real del caudal de inyección suministrado al pozo.

Este equipo permite identificar variaciones de caudal las cuales pueden afectar el buen desarrollo del registro. En la **Figura 38** se puede observar el montaje del equipo Flowmeter en una línea de flujo para medir el caudal de agua que está llegando al pozo inyector, este valor debe coincidir con el suministrado por la compañía operadora.

Figura 38. Montaje medidor de caudal Flowmeter HOTWELL COLOMBIA



Fuente: Autores

4.4.3 Registrador de Presión

Este equipo permite monitorear la presión de cabeza en tiempo real y registrar la misma mientras es llevado a cabo el registro, este instrumento se instala y se utiliza con el fin de identificar caídas o alteraciones de presión las cuales puedan afectar el registro.

Figura 39. Registrador de presión en cabeza de pozo



Fuente: HOTWELL COLOMBIA.

4.5 PROCEDIMIENTO DE LA CORRIDA AFT (ACTIVATION FLOW TOOL)

En el siguiente procedimiento se especifica uno a uno los pasos que se deben llevar a cabo para realizar la toma de perfiles de inyección con AFT (Activation Flow Tool) independientemente del campo donde este sea ejecutado.

Es obligatorio el uso de implementos de seguridad por todo el personal que participe en éste procedimiento ya que están presentes los siguientes peligros: Caídas, golpes y aprisionamiento.

Antes de iniciar dicho procedimiento, se debe cumplir con ciertos requisitos legales y de seguridad para garantizar el cumplimiento de las normas y el éxito de la operación, tales como:

- El coordinador CSHA y el OSR tiene la responsabilidad de velar que el personal este licenciado por el ente regulador INGEOMINAS.
- El Ingeniero de Campo tiene la responsabilidad de velar por que se cumplan los parámetros establecidos en este procedimiento, al igual que todo el personal de Hotwell Colombia envuelto en el manejo de la herramienta porte su dosímetro.

El Programa el trabajo comprende una visita a la locación para revisar el estado de las vías, compactación del terreno, así como también para verificar las condiciones de presión y caudal de inyección; Si el caudal está por debajo de 50 bbls no se debe llevar a cabo el trabajo ya que no cumple con las condiciones mínimas de inyección para la realización de la operación.

Una vez que el cliente suministre el estado mecánico del pozo, se realiza el plan de trabajo y se envía al cliente para que lo apruebe o modifique en caso que necesite analizar más detalladamente las zonas perforadas, los mandriles y los empaques.

Una vez revisada la locación y que esta cumpla con todos los requisitos establecidos para la operación, se solicita el estado mecánico actualizado y el historial detallado de los últimos trabajos realizados en el pozo. Adicionalmente se debe solicitar también el registro de correlación GR (Gamma Ray) y CCL (Casing Collar Locator) como parámetros de correlación de medida.

Es obligatorio antes de cada operación notificar los peligros asociados a la operación a través del formato de ART. Este análisis de riesgo será dictado por el ingeniero de campo, y será obligatoria su firma para todos los participantes.

Dictar charla operacional con ART.

Se debe verificar con la planta de inyección del campo, los trabajos programados durante el día para conocer constantemente las condiciones de inyección. Es aquí donde se realiza la prueba de verificación de caudal con el equipo Flowmeter para garantizar que el caudal suministrado por la planta de inyección sea el mismo que llega al pozo inyector en cabeza.

Teniendo garantía que las condiciones del pozo y de inyección son óptimas y estables, se procede a realizar la movilización de personal y equipo a la locación, como se muestra en la **Figura 40**. Se debe contar con equipos de comunicación para tener contacto permanente con el ingeniero y con la planta de Inyección, esto con el fin de informar cualquier anomalía que se pueda presentar durante la operación.

Figura 40. Ubicación unidad móvil de HOTWELL COLOMBIA en la locación



Fuente: Autores

Ubicada la unidad móvil se procederá a realizar la charla de seguridad con todo el personal implicado en la operación. En esta charla se deben identificar, analizar y discutir todos los factores de riesgo presentes durante el desarrollo de la operación. Al igual como se puede observar en la **Figura 41** se debe acordonar con un anillo de seguridad en el perímetro donde se va a realizar la operación.

Figura 41. Anillo de seguridad en el perímetro de la operación.



Fuente: Autores

Al igual el personal encargado de la operación deberá ubicar en lugares visibles los extintores contra incendios, la zona de basuras y los avisos de peligro según los protocolos del plan de seguridad como se observa en la **Figura 42**.

Figura 42. Señalización de Seguridad



Fuente: Autores

Se procede a ensamblar la sarta en la locación.

Es de carácter obligatorio, asegurar que el tiempo transcurrido desde el apagado del generador hasta el momento antes de extraer la herramienta a superficie sea de mínimo de 30 minutos por cada 4 (cuatro) horas de perfilaje. Si durante la extracción de la herramienta a superficie no se cumplió el tiempo requerido, se deberá esperar a 500 ft de profundidad el tiempo reglamentado con el generador apagado para cumplir con la norma.

Adicionalmente también lleva un determinado número de barras de peso de separación (Spacer) que varían de acuerdo al número de barriles de agua

inyectada al pozo por día (**Tabla 8**), cuya función es garantizar el espaciamiento correcto entre los detectores.

Tabla 8. Rango Spacer de acuerdo al número de barriles de agua inyectada

Barriles de Agua Inyectaba por día (BWPD)	Número de Spacer (Longitud: 10 ft c/u)
0 – 1000	2
1000 – 1500	3
1500 – 2000	4
2000 – 2500	5

Fuente: Autores

Conectar sistema de adquisición de datos en superficie. Al igual conectar el cable del encoder (Warrior/spooler) de profundidad a la conexión de la polea, garantizando que este quede perfectamente ajustado y asegurado de tal manera que no se tenga un desfase no deseado en profundidad.

Conectar la herramienta a través del panel de fuente de alimentación del Warrior. Después se debe conectar el cable coaxial de la interface al colector del Winche para alimentar la herramienta y garantizar que esta se mueva a dentro del pozo.

Iniciar el sistema Warrior para activar el servicio de nivel del software, es importante resaltar que HOTWELL COLOMBIA corre diferentes registros, por ello se debe prestar suma atención al momento de seleccionar la opción adecuada. Nota: Seleccionar la herramienta de AFT.

Armar y conectar la sarta de perfilaje a la punta del cable, en el siguiente orden: Barra de peso y AFT. En la **Figura 43** se observa al personal de HOTWELL COLOMBIA durante el procedimiento de torque entre la barra de peso y la herramienta AFT, al igual que se observa el montaje final de la sarta completa de perfilaje para la corrida del registro AFT en cabeza de pozo.

Figura 43. Montaje final sarta AFT en cabeza de pozo



Fuente: Autores

Encender y verificar la señal en el sistema de adquisición de datos de superficie. Realizar calibración de la herramienta antes de introducirla en los lubricadores, dejando evidencia en minuta del procedimiento (calibración antes del perfilaje). Nota: Verificar que la herramienta esté pegada al cabezote antes de abrir el pozo para prevenir daños en caso de levantamiento.

Realizar prueba de verificación de los sensores con la herramienta ya conectada en los lubricadores, sin encender el Generador. Nota: Los lubricadores permiten contar con un mayor control de la presión durante la operación.

Introducir la sarta de perfilaje dentro de los lubricadores. Una vez realizado este paso, se levanta y se conectan los lubricadores a la B.O.P. En la **Figura 44** se muestra el acople final de la sarta al pozo inyector, la cual se encuentra lista para dar inicio con la corrida del registro AFT.

Figura 44. Acople Sarta HOTWELL COLOMBIA al pozo Inyector



Fuente: Autores

Una vez instalada la herramienta y acoplada en cabeza de pozo al inyector, se procede a abrir válvula corona y se comienza a bajar la sarta con precaución frente a los accesorios de completamiento de la tubería de producción. El operador debe tener presente que la sarta de perfilaje debe ir bajando a una velocidad no mayor de 150 pies por minuto.

Observar cuidadosamente durante el recorrido, el comportamiento del Indicador de Peso de la guaya. Cada 1000 pies se tomará nota del peso de la guaya. Esto servirá de referencia para posibles problemas de obstrucciones o pegas.

Verificar durante el recorrido que la herramienta funcione adecuadamente.

Una vez alcanzados los 500 pies parar, alimentar la sonda y activar el generador de neutrones, con el fin de verificar el correcto funcionamiento de la herramienta. Una vez terminada la prueba apagar el generador y continuar el descenso por la tubería realizando a la par el perfil de temperatura hasta la zona de interés.

Reducir la velocidad del cable a 40 pies antes de cada niple, mandril, manga, botella, obturador, colgador o cualquier restricción del diámetro, por donde se esté desplazando la sarta de perfilaje. Luego de cruzar por dichos puntos, retomar la velocidad normal.

Detener la sarta a la profundidad inicial de perfilaje, definida en el programa de trabajo, verificar el sistema y confirmar el buen funcionamiento de la herramienta.

Realizar sección de correlación en la zona deseada. Realizar paradas según requerimientos y programa de trabajo en **Modo DOWN**.

Se extrae la herramienta del pozo y se realiza una prueba de verificación de los sensores con la herramienta aun conectada en los lubricadores, sin encender el Generador, con el fin de garantizar la integridad del equipo.

Para configurar la herramienta en **Modo UP** se debe seguir el procedimiento que se describe a continuación:

Armar y conectar la sarta de perfilaje a la punta del cable, en el siguiente orden: Barra de peso y AFT.

Encender y verificar el sistema de adquisición de datos de superficie y realizar calibración antes de introducirla la sarta en los lubricadores, dejando evidencia de

ello (calibración antes del perfilaje). Nota: verificar que la herramienta esté pegada al cabezote antes de abrir el pozo para prevenir daños en caso de levantamiento.

Realizar prueba de verificación de los sensores con la herramienta ya conectada en los lubricadores, sin encender el Generador.

Introducir la sarta de perfilaje dentro de los lubricadores.

Levantar y conectar los lubricadores a la B.O.P. y proceder a abrir válvula corona.

Comenzar a bajar la herramienta con precaución frente a los accesorios de completamiento de la tubería de producción. Descender la sarta de perfilaje a una velocidad no mayor de 150 pies por minuto. Observar cuidadosamente durante el recorrido, el comportamiento del Indicador de Peso de la guaya. Cada 1000 pies se tomará nota del peso de la guaya. Esto servirá de referencia para posibles problemas de obstrucciones o pegas.

Verificar durante el recorrido que las herramientas funcionen adecuadamente.

Parar a los 500 pies, alimentar la sonda y activar el generador de neutrones, para verificar el correcto funcionamiento de la herramienta. Una vez terminada la prueba apagar el generador y descender realizando perfil de temperatura hasta la zona de interés.

Reducir la velocidad del cable a 40 pies antes de cada niple, mandril, manga, botella, obturador, colgador o cualquier restricción del diámetro, por donde se esté desplazando la sarta de perfilaje. Luego de cruzar por dichos puntos, retomar la velocidad normal.

Detener la sarta a la profundidad inicial del perfilaje definida en el programa de trabajo, verificar el sistema y confirmar correcto funcionamiento de la herramienta.

Realizar paradas según los requerimientos y el programa de trabajo en modo UP.

Extraer la herramienta y sarta de perfilaje. Es de carácter obligatorio, asegurarse que el tiempo transcurrido desde el apagado del generador, sea de un mínimo de 30 minutos por cada cuatro horas de perfilaje, antes de sacar la herramienta a superficie. Si durante la extracción de la herramienta a superficie no ha transcurrido el tiempo requerido, se deberá esperar a 500 pies el tiempo reglamentado con el generador apagado para cumplir con la norma.

Para finalizar la corrida del registro AFT, sea en Modo DOWN o UP se deben cumplir una serie de instrucciones finales, las cuales van a garantizar el éxito de la operación y sin lugar a duda la seguridad e integridad física del personal.

Dar instrucción de cierre de válvula corona.

Cerrar válvula corona.

Desahogar y desconectar lubricadores.

Bajar sarta de perfilaje hasta plataforma de trabajo con el winche.

Desarmar equipos.

Desactivar el servicio a nivel de software.

Desconectar el cable serial y coaxial.

Desconectar el cable del encoder y Warrior.

Desconectar la herramienta.

Dejar la locación en las mismas condiciones de orden y limpieza en las que se encontró. Según el procedimiento “Entrega de Reportes” el mismo día del registro se entregara una tabla con los resultados obtenidos y 48 horas después se entregara el registro completo con cada una de las estaciones realizadas y el perfil de inyección.

4.6 CÁLCULO DEL CAUDAL DE AGUA MEDIANTE EL USO AFT (ACTIVACION FLOW TOOL)

La herramienta se posiciona según el plan de trabajo para evaluar la zona deseada y se genera neutrones a una profundidad determinada, el agua que pasa por los generadores de neutrones se activa, y se emiten rayos gamma activados, hasta ser detectados, de este modo se determina la distancia que el flujo activado se ha desplazado en un determinado tiempo, y como se conocen el diámetro interno del revestimiento, la distancia entre detectores y el diámetro externo de la herramienta puede ser obtenido el caudal. Si el fluido activado no se ha movido de su posición original, el flujo es cero. La tasa de flujo se calcula a partir de la ecuación:

$$Q = A \times V$$

Dónde:

A= Área de la sección transversal efectiva al flujo.

V= Velocidad del fluido calculada.

$$V = \frac{L}{t}$$

Dónde:

L= Distancia entre dos detectores.

t = Tiempo en que dos detectores captan las llegadas.

Sistema de registro de activación Hotwell es diseñado con el propósito de registrar la velocidad de flujo con la aplicación de la técnica de registro de activación. Todo el sistema está formado por: Hardware (la herramienta y el sistema de registro en superficie) y partes del software HWAFL Proc (el paquete de registro y de rápido procesamiento e interpretación y también el paquete completo de interpretación.)

Para calcular la velocidad del fluido que se basa en un fluido activado que pasa por los detectores, se utilizan técnicas de interpretación como: Método de Interpretación Hotwell y Método de Interpretación Chino.

- **Método de Interpretación Hotwell.**

Se basa en la correlación cruzada entre todas las lecturas de los detectores, 16 correlaciones son hechas automáticamente una a una para cada detector incluyendo para cada uno una curva base y una curva de desfase. Todas las correlaciones cruzadas se apoyan además con análisis de regresión para cada cambio de posición de las curvas. Es semiautomático y ofrece un mejor control, mientras que no puede interpretar múltiples flujos (a través de la tubería y por el espacio anular) al mismo tiempo.

- **Método de Interpretación Chino.**

Se basa en la integración del tiempo de los picos de radiactividad activada en un detector particular y la distancia desde el generador de neutrones, pero teniendo en cuenta el tiempo de disparo del generador también. Puede ser utilizado para múltiples flujos y se requiere un buen conocimiento y experiencia con respecto a la selección de parámetros.

4.7 OBTENCIÓN DEL PERFIL DE INYECCIÓN

Por diferencia entre los valores de caudales obtenidos en las diferentes estaciones, se establece el caudal que ingresa a cada intervalo y posteriormente se obtiene el perfil de inyección del pozo hallando el porcentaje de agua que ingresa a cada uno de los estratos, utilizando la ecuación.

$$\% = \left(\frac{Q_i}{Q_t} \right) I \times 100$$

Dónde:

Qi: Caudal que ingresa a cada intervalo.

Qt: Caudal total inyectado al pozo.

5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AFT (ACTIVATION FLOW TOOL) VS TRAZADORES RADIATIVOS PARA LA OBTENCIÓN DE REGISTROS DE INYECCIÓN EN LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Para llevar a cabo el análisis técnico referente a la implementación de la tecnología AFT (*Activation Flow Tool*) vs los Trazadores Radiactivos se decide emplear la obtención de registros de inyección en los pozos inyectores del campo La Cira Infantas. Se realizó un piloto de inyección con pruebas en diferentes pozos inyectores, con el fin de seleccionar entre ellos un grupo de pozos, los cuales referenciamos como Pozos Modelos para realizar el análisis inicial de comparación y así extender el modelo de criterio a todo el campo.

Los criterios de selección de estos pozos Modelos se basaron en:

- Todos los pozos contaran con perfiles de inyección tanto de AFT (*Activation Flow Tool*) como de Trazadores Radiactivos de manera simultánea, con una diferencia no mayor a 20 días uno del otro.
- Cada pozo debía contar el mismo estado mecánico inicial, es decir, que durante la toma del perfil no se realizaron ningún tipo de intervención al pozo, puesto que de esta manera se garantizó un análisis imparcial.
- Se verifico que la presión y caudal en superficie contara con las mismas características y se llevara una misma trazabilidad en su comportamiento con el objetivo de garantizar condiciones óptimas de inyectividad.

Al implementar los criterios para la selección de pozos, se escogieron 5 pozos que cumplieron a cabalidad todos los requisitos necesarios para el análisis. Los pozos modelos seleccionados se referencian en la **Tabla 9** a continuación:

Tabla 9. Referencia Pozos Modelo

POZO MODELO
CIRA 1
CIRA 2
CIRA 3
CIRA 4
CIRA 5

Fuente: Autores

El análisis comparativo entre los dos perfiles de inyección empleados en el campo La Cira Infantas y los cuales serán aplicados a los pozos modelos están basados en los siguientes parámetros: Análisis Técnico, Panorama Ambiental y Análisis Financiero, este último se explicado a detalle en el Capítulo N° 6.

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Durante la recolección de información para la realización de este proyecto, se evidencio de manera operacional la corrida y el procedimiento en campo de ambos perfiles de inyección, su principio y utilidad, los equipos empleados, cada uno de los componentes de la sarta, las normas de seguridad, el cálculo del caudal de agua y finalmente la obtención del perfil.

Todos estos ítems fueron explicados a detalle en los capítulos anteriores tanto de AFT (*Activation Flow Tool*) como de Trazadores Radiactivos, fue con base a esta información y a los estudios de ingeniería de yacimientos suministrados por OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC que realizaremos el análisis técnico a cada pozo modelo.

La metodología a emplear para el análisis técnico de los pozos modelo se llevara a cabo bajo los siguientes lineamientos:

- **Estado Mecánico**

Se explicará la información más importante acerca del estado mecánico y de los componentes que constituyen sarta de inyección selectiva del pozo modelo de acuerdo a los parámetros de diseño establecidos por RMT y el equipo de Ingeniería (Profundidad de mandriles, empaque y VRF).

- **Análisis Técnico**

Al realizar el análisis de la entre los dos perfiles, se decidió realizar el estudio con base en los siguientes parámetros: Por discretización de la inyectividad entre perforados, es decir, entre los grupos de arena de acuerdo al diseño establecido por el equipo de Ingeniería de yacimientos, y así de esta manera evidenciar de forma clara que perfil ofrece mejor información. Por monitoreo de mandriles con el fin de optimizar su inyección para evidenciar problemas de integridad de la sarta, y sugerir una conclusión final por pozo modelo del tipo de procedimiento de intervención que debería realizarse en el pozo

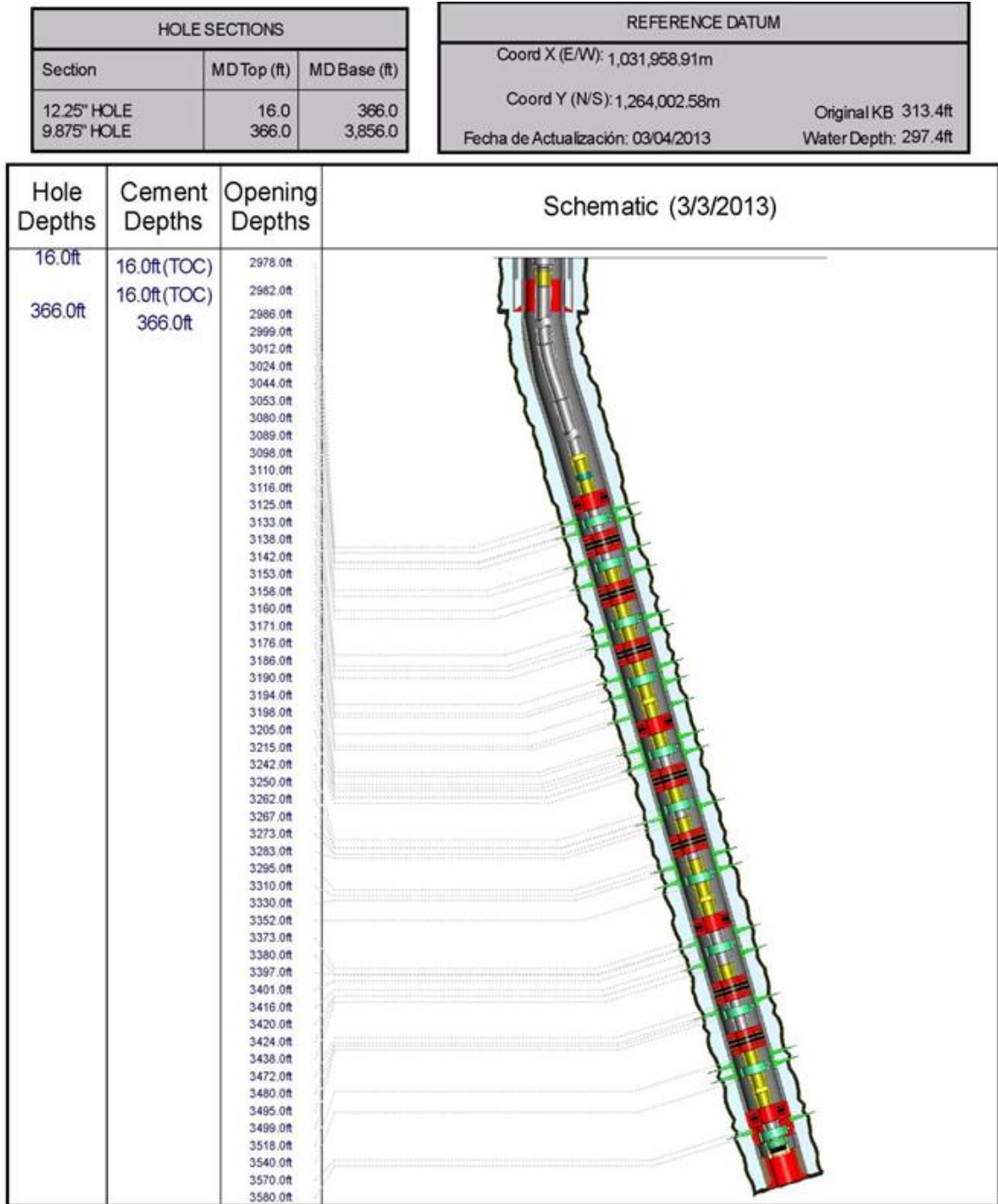
5.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO POR DISCRETIZACION (AFT LARGO)

5.1.1.1 Pozo Modelo CIRA 1

El pozo modelo CIRA 1 tiene una profundidad de 3.856 ft, anclado a los revestimientos de 12,25” y 9,875” respectivamente. La sarta de inyección selectiva cuenta con 11 mandriles con su respectiva VRF, discretizando la inyectividad del pozo en 27 perforados, con arenas desde C1, C1Ab, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb, C4, C4Cb y C5.

➤ Estado Mecánico

Figura 45. Estado mecánico Pozo Modelo CIRA 1



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

Tabla 10. Pozo Modelo CIRA 1

GRUPOS	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	QCOBB (BWPD)	AFT			TRAZADORES		
					QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE	QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE
11	Water Mandril Injection			260	2930,9	2,5	0,1	2267,26	0	0
	2978	2982	4	0,75		0	0			
	2986	2999	13	17,03		2,5	0,1		0	0
	3012	3024	12	22,1		0	0			
10	Water Mandril Injection			150	2928,4	678,4	23,1	2267,26	916,55	40,43
	3044	3053	9	3,62		154,4	5,3		0	0
	3080	3089	9	116,24		524	17,9		917	40,43
9	Water Mandril Injection			550	2250	-0,2	0	1350,71	0	0
	3098	3110	12	277,55		-0,2	0		0	0
	3116	3125	9	262		0	0			
8	Water Mandril Injection			270	2250,2	1854,6	63,3	1350,71	1268,15	55,93
	3133	3138	5	54,24		0	0			
	3142	3153	11	172,5		1854,6	63,3		1268	55,93
	3158	3160	2	38,6		0	0			
7	Water Mandril Injection			200	395,6	25,7	0,9	82,55	25,41	1,12
	3171	3176	5	79,42		0	0			
	3186	3190	4	80		0	0		25	1,12
	3194	3198	4	63,54		25,7	0,9			
	3205	3215	10	48,99		0	0			
6	Water Mandril Injection			350	369,9	4,1	0,1	57,14	7,31	0,32
	3242	3250	8	8,7		4,1	0,1			
	3262	3267	5	28,03		0	0		7	0,32
	3273	3283	10	286,34		0	0			
5	Water Mandril Injection			100	365,8	21,2	0,7	49,83	0	0
	3295	3310	15	26,32		0	0		0	0
	3330	3352	22	75,87		21,2	0,7			
4	Water Mandril Injection			250	344,6	160,6	5,5	49,83	19,5	0,86
	3373	3380	7	125,35		0	0			
	3397	3401	4	80		160,6	5,5		19	0,86
	3416	3420	4	1,45		0	0			
	3424	3438	14	90,2		0	0			
3	Water Mandril Injection			120	184	62,7	2,1	30,33	30,33	1,34
	3472	3480	8	91,96		0	0		30	1,34
	3495	3499	4	27,03		62,7	2,1			
2	Water Mandril Injection			300	121,3	90,1	3,1	0	0	0
	3518	3540	22	301,1		90,1	3,1		0	0
1	Water Mandril Injection			100	31,2	31,2	1,1	0	0	0
	3570	3580	10	57,31		31,2	1,1		0	0
CERO FLUJO					0	0	0	0	0	0

Fuente: Autores

➤ **Análisis Técnico**

En la **Tabla 10** se encuentra el consolidado de la información extraída del estado mecánico del pozo modelo como tope, base y espesor del intervalo perforado, la información del potencial de inyectividad COBB establecida por el equipo de ingeniería como base de comparación, al igual que la información suministrada en los dos registros de inyección.

A continuación se detalla el análisis técnico por grupos del Pozo CIRA 1:

- **Grupo 11: Mandril de Inyección $Q_{cobb} = 260$ BWPD**

En este grupo se evidenciaron tres perforados con espesores entre 4, 13 y 12 ft. Partiendo de que el Trazador Radiactivo posee una restricción de lectura de caudal menores a 20 BWPD le fue imposible discretizar la inyección en los perforados por tanto registro cero BWPD, en cambio se comprueba al observar el AFT que el segundo perforado toma 2,5 BWPD, puesto que este registro posee una restricción de lectura de caudal de valores menores a 2 BWPD lo que ofrece en conclusión una ventaja significativa de lectura frente al Trazador. Con base en esta información se puede inferir que el mandril N°11 está tomando menos de lo que se planteó en el Q_{Cobb} por parte de ingeniería, se podría sugerir que es necesario de intervenir la VRF.

- **Grupo 10: Mandril de Inyección $Q_{Cobb} = 150$ BWPD**

En este grupo se evidencian dos perforados con un espesor de 9 ft. En base a la información suministrada por los registros, el Trazador en el primer perforado de ese grupo muestra que al hacer la corrida del registro este supero el tiempo estimado de espera (TE) en ese punto, por tanto le asignó un caudal de cero BWPD a ese intervalo, en el segundo perforado indico que la inyectividad fue de 917 BWPD por medida indirecta, es decir, el caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales

correspondientes medidos en el mandril. Caso diferente ocurre con el registro AFT puesto que este si indica la inyectividad por cada uno de los perforados como un valor real, lo que genera un mejor manejo de la información. Adicionalmente, con el registro AFT se puede informar al equipo de ingeniería que cada perforado se encuentra tomando más agua de la que debería, un 70% más que la suministrada por el QCobb.

- **Grupo 9: Mandril de Inyección QCobb = 550 BWPD**

En este grupo se evidenciaron dos perforados con espesores entre 12 y 9 ft. En este grupo se evidencia que ambos registros indican que ninguno de los dos perforados tiene inyectividad. Analizando los datos suministrados por el QCobb de ingeniería, los perforados deberían tomar 277,55 y 262 BWPD respectivamente, esto lleva a sugerir que se presenta una falla en la inyectividad y que se debería intervenir la VRF cambiándola a modo SR (Sin regulación). Adicionalmente el registro AFT en el primer perforado de este grupo muestra que se presentó un flujo cruzado (aporte de caudal por parte de la formación), esta información es una ventaja significativa que ofrece el registro AFT para obtener una mejor interpretación.

- **Grupo 8: Mandril de Inyección QCobb = 270 BWPD**

En este grupo se evidenciaron tres perforados con espesores entre 5, 11 y 2 ft los perforados toman gran parte del caudal inyectado al pozo. El Trazador no discretiza la inyección por perforados, por ende solo asigno un solo valor para los tres mediante método de cruce. En cambio AFT si me discretizó la inyectividad por perforados, y a su vez permite observar que solo la arena C2Dt del segundo perforado es la que está tomando gran parte del agua que entra al mandril 1854,6 BWPD un 63,3 % del caudal total, lo que permite sugerir a ingeniería que lo más recomendable es aislar este perforado para forzar a que los demás perforados tomen o en su defecto restringir la regulación de la VRF.

- **Grupo 7: Mandril de Inyección QCobb = 200 BWPD**

En este grupo se evidenciaron cuatro perforados con espesores de 5, 4, 4, y 10 ft. Se observó que tanto Trazador como AFT registraron una inyectividad igual a 25 BWPD por mandril. El trazador no discretiza el grupo por perforados debido a la baja tasa tomada por el mandril (BT), por tanto asume que la inyección registrada es global en todo los perforados. En cambio AFT si discretiza la inyectividad por perforados, al igual que permite identificar que es el perforado 3 quien toma los 25 BWPD y corresponde a la arena Gtb, se observó además, que los demás perforados presentan cero inyectividad, lo que permite inferir cómo se comporta el patrón en esta arena, el cual nos lleva a sugerir que es necesario cambiar la VRF a SR (Sin regulación) para permitir que el mandril inyecte más caudal a los perforados.

- **Grupo 6: Mandril de Inyección QCobb = 350 BWPD**

En este grupo se evidenciaron tres perforados con espesores de 8, 5 y 10 ft. Al analizar el Trazador se presenta error en la información suministrada, puesto que se registra un caudal de 7,31 BWPD en el mandril cuando por restricción técnica este no puede leer caudales menores a 20 BWPD, a su vez no discretiza el grupo por perforados debido a la baja tasa tomada por el mandril (BT), por tanto asume que la inyección registrada es global en todo los perforados lo que se puede concluir que es un error. En cambio AFT permite identificar mediante la discretización, el perforado uno es quien toma todo el caudal que entra al mandril (4 BWPD) y es direccionado solo a la arena C3 del primer perforado, esta es la tasa más baja de inyección de todo el pozo, solo el 0.1% del caudal total cuando ingeniería indica que ese grupo debe tomar 350 BWPD, distribuida en los 3 perforados. Se sugiere tomar la decisión que es necesario cambiar la VRF a SR (Sin regulación) para permitir que el mandril inyecte un caudal mayor a los perforados que ahí se encuentran.

- **Grupo 5: Mandril de Inyección QCobb = 100 BWPD**

En este grupo se evidenciaron dos perforados con espesores de 15 y 22 ft. El Trazador no discretiza la inyección en el grupo debido a la baja tasa tomada por el mandril (BT), indicando que los perforados no toman caudal. Con el AFT se evidencia que el grupo en total tiene una inyectividad de 21,2 BWPD y que el segundo perforado de este grupo es quien toma todo el caudal inyectado en la arena C3cb. Con base en esta información podemos comprobar que el registro Trazador no puede discretizar la inyección en el grupo debido a la restricción que presenta con respecto a la mínima lectura de caudal, lo cual si ofrece AFT.

- **Grupo 4: Mandril de Inyección QCobb = 250 BWPD**

En este grupo se evidenciaron cuatro perforados con espesores de 7, 4, 4 y 14 ft. Se evidenció nuevamente que el Trazador registra valores de inyectividad menores a los 20 BWPD valor que no es real, no discretiza por perforados y asume un mismo caudal de inyección erróneo para todas las 4 arenas. En cambio AFT si discretiza el grupo por perforados y permitió identificar que es solo la segunda arena C4 de menor espesor quien está registrando toda la inyección de agua, las demás no están tomando, además me indica que el caudal que entra al mandril (160 BWPD) es mucho menor al sugerido por el QCobb (250 BWPD). Por tanto se podría informar al equipo de ingeniería en base al AFT que es conveniente cambiar la VRF a SR (Sin regulación) para permitir que el mandril inyecte más caudal a los perforados.

- **Grupo 3: Mandril de Inyección QCobb = 250 BWPD**

En este grupo se evidenciaron dos perforados con espesores de 8 y 4 ft. Se evidencia que el trazador nuevamente no discretiza el grupo por perforados debido a la baja tasa tomada por el mandril (BT) y el valor registrado de inyección es asumido como global para los 2 perforados. En cambio AFT si discretiza el grupo por perforados y permite identificar que es solo la segunda arena C4cb de

menor espesor quien está registrando la inyección de agua, adicionalmente se puede inferir que es la mitad del caudal de QCobb el que entra al mandril. Por tanto se podría sugerir al equipo de ingeniería en base al AFT que es conveniente cambiar la VRF a SR (Sin regulación) para permitir que el mandril inyecte más caudal a los perforados.

- **Grupo 2: Mandril de Inyección QCobb = 300 BWPD**

En este grupo se evidencio un perforado con un espesor de 22 ft. En este grupo el Trazador no discretiza el intervalo debido a que el caudal inyectado ya fue distribuido en su totalidad en los grupos anteriores, es decir, el caudal total ya fue inyectado en todo el pozo, indicando que este grupo tiene cero flujo (CF). El registro AFT permite claramente discretizar el perforado con un valor real de inyección igual a los 90,1 BWPD.

- **Grupo 1: Mandril de Inyección QCobb = 100 BWPD**

En este grupo se evidencio un perforado con un espesor de 10 ft. En este grupo el Trazador no discretizó el perforado, debido a que el caudal inyectado ya fue distribuido en su totalidad en los grupos anteriores, es decir, el caudal total ya fue inyectado en todo el pozo, indicando que este grupo tiene cero flujo (CF). En el registro AFT discretiza el perforado con un valor real de 31,2 BWPD. Se concluye que AFT nos brinda una ventaja significativa en el manejo de la información para obtener una mejor interpretación.

En el Pozo Modelo CIRA 1, se concluye que el registro Trazador solo discretizó por perforados en los Grupos N°11 el tercer perforado, N°10 el primer perforado, N°9 el segundo perforado, N°7 el primer y cuarto perforado, N°6 el segundo y tercer perforado, N°5 el primer perforado, N°4 solo se discretizó un perforado de los cuatro intervalos que posee este grupo, N°3 el primer perforado, N°2 y N°1 cero flujo; debido a las restricciones que presenta la herramienta como: la baja tasa tomada por el mandril, poco espaciamiento entre intervalos y/o mandril e

intervalos, medidas indirectas por diferencia entre los caudales medidos en el mandril (donde se logre discretizar más de un perforado y quede sólo uno por calcular y/o perforado enfrentado al mandril) y superar el tiempo estimado de espera y no observar el trazador. Las lecturas suministradas por el registro Trazador generan más de un 60% de incertidumbre para la interpretación de este registro.

En el Pozo Modelo CIRA 1, se concluye que el registro AFT permitió discretizar de forma completa los 27 perforados que constituyen la zona con potencial de inyectividad, con lo cual se obtuvo mejor información suministrada por el registro AFT en comparación con el registro Trazador, a su vez permitió identificar en el Grupo N° 9 flujo cruzado, lecturas mínimas de caudales iguales a 2,5 BWPD y exceso de caudal en comparación al potencial de inyección (QCobb) establecido por el equipo de ingeniería y así realizar una adecuada interpretación.

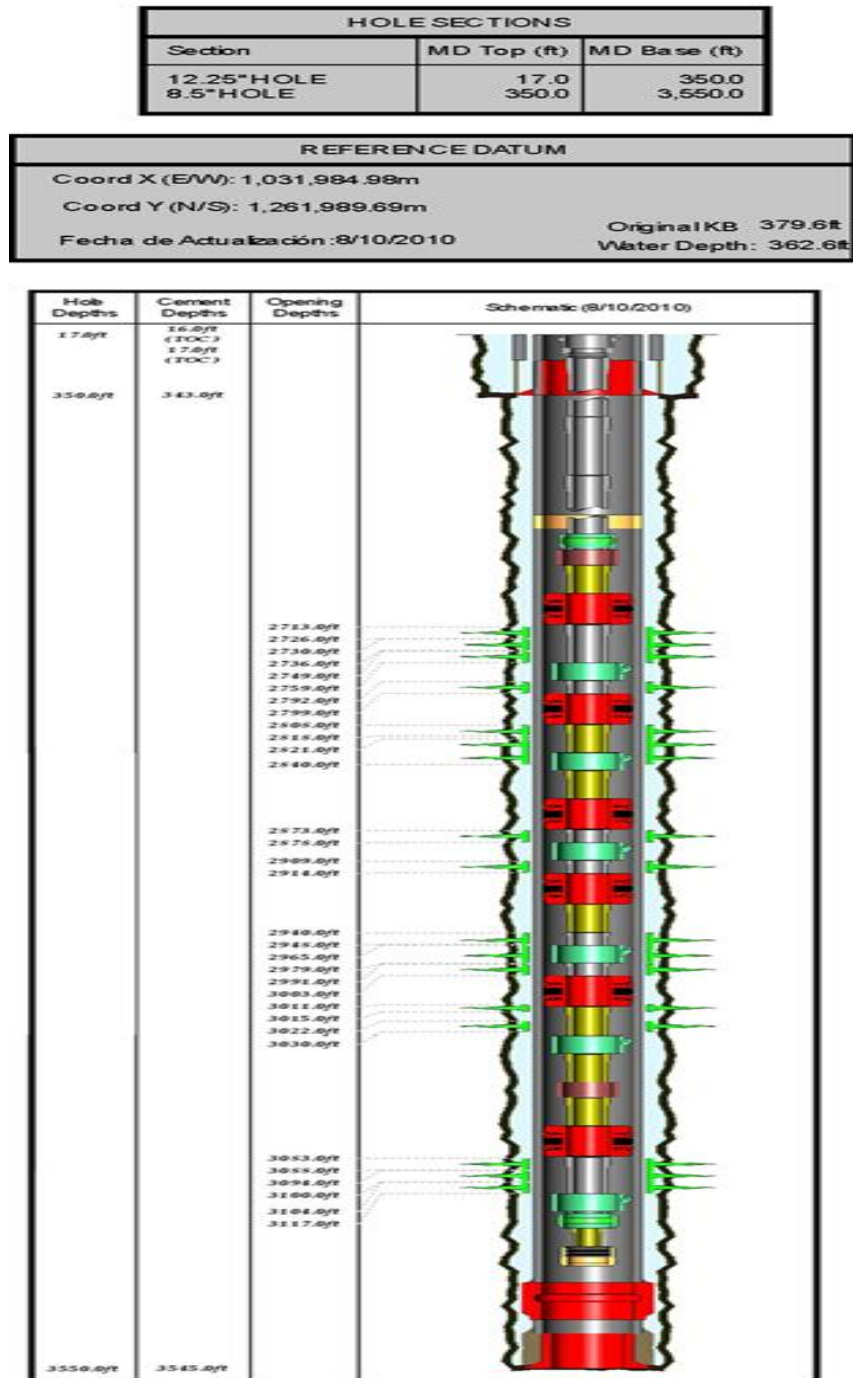
De igual forma se concluye que la información suministrada por el Trazador no es consistente, a causa que en la gran mayoría no discretizó por perforados debido la baja tasa tomada por el mandril y en el Grupo N° 10 el caudal tomado por el registro no fue determinado por medición directa sino por diferencia entre los caudales medidos en el mandril, datos que generan un 70% de incertidumbre para la interpretación de este registro.

5.1.1.2 Pozo Modelo CIRA 2

El pozo modelo CIRA 2 tiene una profundidad de 3.550 ft, anclado a los revestimientos de 12,25" y 8,5" respectivamente. La sarta de inyección selectiva cuenta con 6 mandriles con su respectiva VRF, discretizando la inyectividad del pozo en 17 perforados, con arenas desde C1-C, C1Ab-C, C2-C, C2Dt-C, Gtb-C, C3-C, C3Cb-C y C4-C.

➤ Estado Mecánico

Figura 46. Estado mecánico Pozo Modelo CIRA 2



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

Tabla 11. Pozo Modelo CIRA 2

GRUPO	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	QCOBB (BWPD)	AFT			TRAZADORES		
					QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE	QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE
6	Water Mandril Injection			140	1062,3	224,8	21,2	1293,2	0	0
	2713	2726	13	8,38		0	0		0	0
	2730	2736	6	84,22		229,1	21,6			
	2749	2759	10	25,41		-4,3	-0,4			
	2792	2799	7	20,21		0	0			
5	Water Mandril Injection			630	837,5	409,9	38,6	1293,2	882,41	68,24
	2808	2818	10	181		250,5	23,6		882	68,2448
	2821	2840	19	292		159,4	15			
4	Water Mandril Injection			150	427,6	172,4	16,2	410,79	154,37	11,94
	2860	2870	10	154		0	0		154	11,939
	2873	2878	5	35		172,4	16,2			
	2909	2914	5	100		0	0			
Water Mandril Injection			210	255,2		239,2	22,5			
3	2940	2948	8	91		0	0		256	19,8314
	2965	2979	14	103		87,9	8,3			
	2991	3003	12	16		151,3	14,2			
	Water Mandril Injection			80		16	16			
2	3011	3015	4	19		0	0		0	0
	3022	3030	8	17		16	1,5			
	Water Mandril Injection			480		0	0			
1	3083	3088	5	100		0	0		0	0
	3094	3100	6	117		0	0			
	3104	3117	13	260		0	0			
	CERO FLUJO						0			

Fuente: Autores

➤ **Análisis Técnico**

En la **Tabla 11** se encuentra el consolidado de la información extraída del estado mecánico del pozo modelo como tope, base y espesor del intervalo perforado, la información del potencial de inyectividad COBB establecida por el equipo de ingeniería como base de comparación, al igual que la información suministrada en los dos registros de inyección.

A continuación se detalla el análisis técnico por grupos del Pozo CIRA 2:

- **Grupo 6: Mandril de Inyección Qcobb = 260 BWPD**

En este grupo tiene cuatro perforados con espesores entre 13, 6, 10 y 72 ft respectivamente. El trazador no discretiza el grupo por perforados debido a la baja tasa tomada por el mandril (BT) y el valor registrado de inyección es de cero BWPD. En cambio AFT si discretizó la inyectividad por perforados, y a la vez permite observar que solo la arena C1-C del segundo perforado es la que está tomando el agua que entra al mandril 224,8 BWPD, con base en esta información se infiere que el mandril N°6 está tomando más de lo que se planteó en el QCobb por parte de ingeniería, lo que permite sugerir a ingeniería la intervención de la VRF. Adicionalmente el registro AFT en el tercer perforado nos muestra que se presentó un flujo cruzado (aporte de caudal por parte de la formación) lo que brinda una ventaja significativa del AFT para obtener una mejor interpretación.

- **Grupo 5: Mandril de Inyección Qcobb = 630 BWPD**

En este grupo se evidenciaron dos perforados con espesores entre 10 y 19 ft. Los perforados toman mayor parte del caudal inyectado. El Trazador no discretiza la inyección por perforados, por ende solo asignó un solo valor para los dos mediante método de cruce. En cambio AFT si discretizó la inyectividad por perforados de 250,5 BWPD y 159,4 BWPD respectivamente. Adicionalmente, con el registro AFT podemos informar al equipo de ingeniería que el primer perforado se encuentra tomando más agua de la que debería, un 40% más que la suministrada por el QCobb.

- **Grupo 4: Mandril de Inyección Qcobb = 150 BWPD**

En este se evidencian tres perforados con espesores entre 10, y dos de 5 ft. Con base en la información suministrada por los registros, el Trazador en el primer perforado de ese grupo se observó que al hacer la corrida del registro la lectura es

de 154 BWPD mediante el método de picos, por tanto le asignó un caudal de cero a los dos perforados restantes por medida indirecta, es decir, el caudal tomado por los perforados no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos en el mandril. En cambio AFT si discretizó la inyectividad por perforados, y a su vez permitió observar que solo la arena C3-C del segundo perforado es la que está tomando gran parte del agua que entra al mandril 172,4 BWPD un 16,2 % del caudal total, lo que permite sugerir a ingeniería que lo más recomendable es aislar este perforado para forzar a que los demás perforados tomen caudal o en su defecto restringir la regulación de la VRF.

- **Grupo 3: Mandril de Inyección Qcobb = 210 BWPD**

En este se evidencian tres perforados con espesores entre 8,14 y 12 ft. Con base en la información suministrada por los registros, el Trazador en el primer y tercer perforado de ese grupo se observó que al hacer la corrida del registro este supero el tiempo estimado de espera (TE) en ese punto, por tanto le asignó un caudal de cero a ese intervalo, en el segundo perforado indica que la inyectividad fue de 256 BWPD por medida indirecta, es decir, el caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos en el mandril. Caso diferente pasa con el registro AFT puesto que este si nos indica la inyectividad por cada uno de los perforados como un valor real, lo que genera un mejor manejo de la información.

- **Grupo 2: Mandril de Inyección Qcobb = 80 BWPD**

En este grupo se evidencio dos perforados con espesores entre 4 y 8 ft. En este grupo el Trazador no discretiza el intervalo debido a que muestra que el caudal inyectado ya fue distribuido en su totalidad en los grupos anteriores, es decir, el caudal total ya fue inyectado en todo el pozo, indicando que este grupo tiene cero flujo (CF). En el registro AFT permite claramente discretizar los perforados con un valor real de inyección de cero y 16 BWPD respectivamente.

- **Grupo 1: Mandril de Inyección Qcobb = 408 BWPD**

En este grupo se evidenció tres perforados con espesores de 5, 6 y 13 ft. En este grupo el Trazador y AFT no discretiza el intervalo debido a que indica que el caudal inyectado fue distribuido en su totalidad en los grupos anteriores, es decir, el caudal total ya fue inyectado en todo el pozo, indicando que este grupo tiene cero flujo (CF).

En el Pozo Modelo CIRA 2, se concluye que el registro Trazador no se discretizó por perforados en los Grupos N°6, N°5 el segundo perforado, N°4 solo se discretizó un perforado de los tres intervalos que posee este grupo, N°3 el segundo perforado, N°2 y N°1 cero flujo; debido a las restricciones que presenta la herramienta como: La baja tasa tomada por el mandril, poco espaciamiento entre intervalos y/o mandril e intervalos, medidas indirectas por diferencia entre los caudales medidos en el mandril (donde se logre discretizar más de un perforado y quede sólo uno por calcular y/o perforado enfrentado al mandril) y superar el tiempo estimado de espera y no observar el trazador. Las lecturas suministradas por el registro Trazador generan más de un 70% de incertidumbre para la interpretación de este registro.

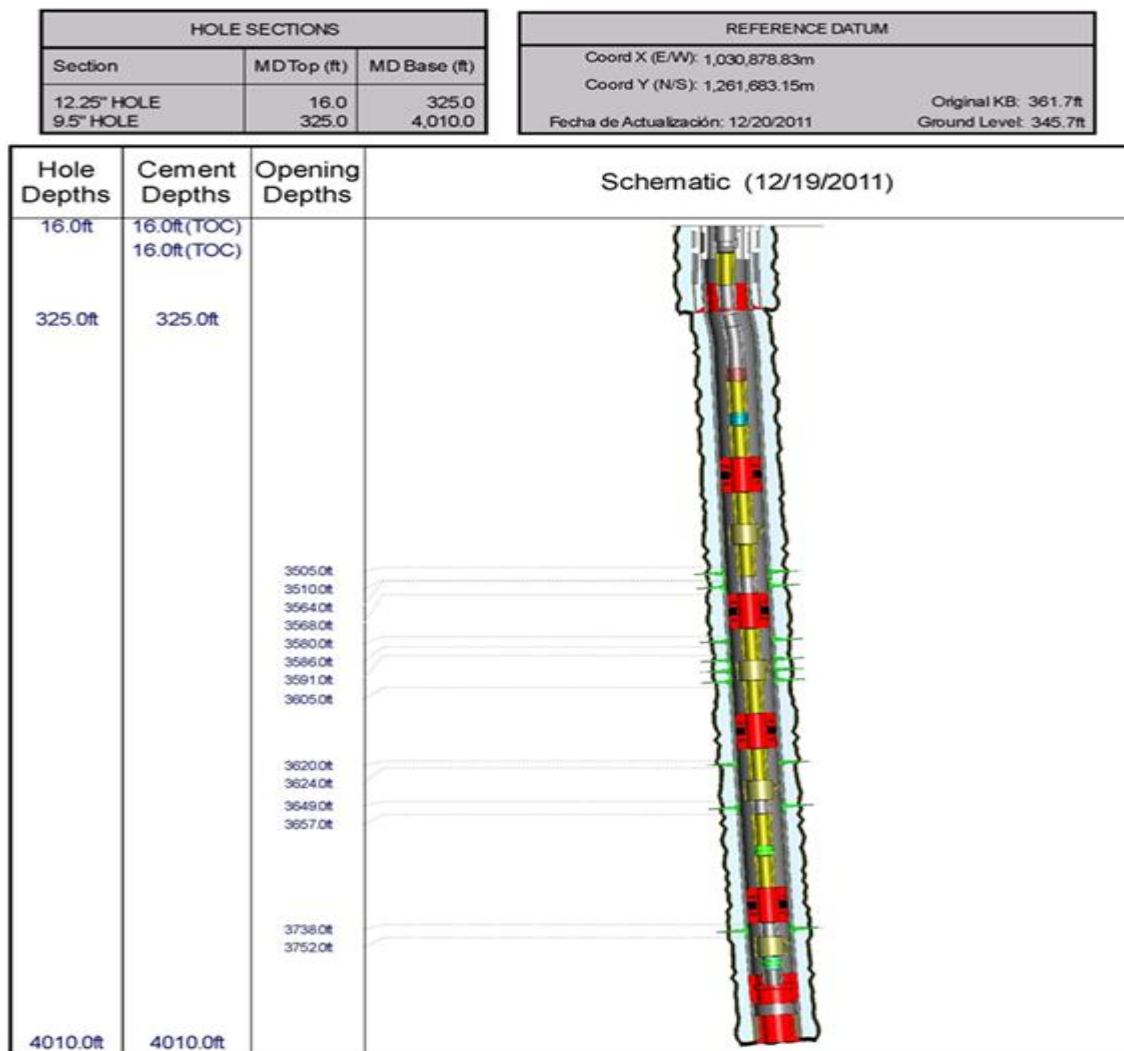
Se concluye que el registro AFT permitió discretizar de forma completa los 17 perforados que constituyen la zona con potencial de inyectividad, con lo cual se obtuvo mejor información suministrada por el registro AFT en comparación con el registro Trazador, a su vez permitió identificar en el Grupo N° 6 flujo cruzado y cero flujo en el Grupo N° 1, lecturas mínimas de caudales iguales a 16 BWPD, y exceso de caudal en comparación al potencial de inyección (QCobb) establecido por el equipo de ingeniería y así realizar una adecuada interpretación.

5.1.1.3 Pozo Modelo CIRA 3

El pozo modelo CIRA 3 tiene una profundidad de 4.010 ft, anclado a los revestimientos de 12,25" y 9,5" respectivamente. La sarta de inyección selectiva cuenta con 4 mandriles con su respectiva VRF, discretizando la inyectividad del pozo en 7 perforados, con arenas desde C1-C, C1Ab-C, C2-C, C2Dt-C y C3-C.

➤ **Estado Mecánico**

Figura 47. Estado mecánico Pozo Modelo CIRA 3



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

Tabla 12. Pozo Modelo CIRA 3

GRUPO	Tope Interv (ft)	Base Interv (ft)	Espesor Interv (ft)	Q COBB (BWPD)	AFT			TRAZADORES		
					Q CRUCE (BWPD)	Delta Q CRUCE (BWPD)	% Q CRUCE	Q CRUCE (BWPD)	Delta Q CRUCE (BWPD)	% QCRUCE
4	Water Mandril Injection			100	2254,6	159,2	7,1	2351,23	83,97	3,57
	3505	3510	5	28		159,2	7,1		84	3,57
	3564	3568	4	4		0	0			
3	Water Mandril Injection			400	2254,6	1,6	0,1	2267,26	219,41	9,33
	3580	3586	6	130		0	0		219	9,33
	3591	3605	14	280		1,6	0,1			
2	Water Mandril Injection			300	2093,8	183,7	8,1	2047,85	2047,85	87,1
	3620	3624	4	59		0	0		2048	87,1
	3649	3657	8	240		183,7	8,1			
1	Water Mandril Injection			450	1910,1	1910,1	84,7	0	0	0
	3738	3752	14	435		1910,1	84,7		0	0
CERO FLUJO				1250	0	0	0	0	0	0

Fuente: Autores

➤ **Análisis Técnico**

En la **Tabla 12** se encuentra el consolidado de la información extraída del estado mecánico del pozo modelo como tope, base y espesor del intervalo perforado, la información del potencial de inyectividad COBB establecida por el equipo de ingeniería como base de comparación, al igual que la información suministrada en los dos registros de inyección.

A continuación se detalla el análisis técnico por grupos del Pozo CIRA 3:

- **Grupo 4: Mandril de Inyección Qcobb = 100 BWPD**

En este se evidencian dos perforados con espesores de 5 y 4 ft. Con base en la información suministrada por los registros, el Trazador en el primer perforado indica que la inyectividad fue de 51 BWPD por medida indirecta, es decir, el caudal

tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos del mandril, en el segundo perforado de ese grupo se observó que al hacer la corrida del registro este supero el tiempo estimado de espera (TE) en ese punto, por tanto le asignó un caudal de cero BWPD a ese intervalo. En el registro AFT si discretiza la inyectividad por perforados, y a su vez permite observar que solo la arena C1-C del primer perforado es la que está tomando todo el agua que entra al mandril (159,2 BWPD) es mucho mayor al QCobb del perforado (28 BWPD), lo que permite sugerir a ingeniería que lo más recomendable es aislar este perforado para forzar a que los demás perforados tomen caudal o en su defecto restringir la regulación de la VRF.

- **Grupo 3: Mandril de Inyección Qcobb = 400 BWPD**

En este se evidencian dos perforados con espesores de 6 y 14 ft. El Trazador no discretiza la inyección por perforados, por ende solo asigno un solo valor para los tres mediante método de cruce. En cambio AFT si discretiza la inyectividad por perforados, y a su vez se puede observar que solo la arena C2-C del segundo perforado es la que está tomando parte del agua que entra al mandril 1,6 BWPD un 0,1 % del caudal total, lo que permite sugerir a ingeniería que lo más recomendable es necesario cambiar la VRF a SR (Sin regulación).

- **Grupo 2: Mandril de Inyección Qcobb = 300 BWPD**

En este se evidencian dos perforados con espesores de 4 y 8 ft. Con base en la información suministrada por los registros, el Trazador en el primer perforado de ese grupo muestra que al hacer la corrida del registro este superó el tiempo estimado de espera (TE) en ese punto, por tanto le asignó un caudal de cero BWPD a ese intervalo, en el segundo perforado indico que la inyectividad fue de 87,1 BWPD por medida indirecta, es decir, el caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos en el mandril. En cambio AFT si discretiza la

inyectividad por perforados, y a su vez permite observar que solo la arena C2Dt-C del segundo perforado es la que está tomando parte del agua que entra al mandril 183,7 BWPD un 8,1 % del caudal total, lo que permite sugerir a ingeniería que lo más recomendable es necesario cambiar la VRF a SR (Sin regulación).

- **Grupo 1: Mandril de Inyección Qcobb = 450 BWPD**

En este grupo se evidenció un perforado con un espesor de 14 ft. En este grupo el Trazador no discretizó el perforado, debido a que el caudal inyectado ya fue distribuido en su totalidad en los grupos anteriores, es decir, el caudal total ya fue inyectado en todo el pozo, indicando que este grupo tiene cero flujo (CF). En el registro AFT discretiza el perforado con un valor real de 1910,1 BWPD un 84,7% del caudal total. Se concluye que AFT nos brinda una ventaja significativa en el manejo de la información para obtener una mejor interpretación.

En el Pozo Modelo CIRA 3, se concluye que el registro Trazador no se discretizó por perforados en los Grupos N°4 el primer perforado, N°3 el primer perforado, N°2 el segundo perforado y N°1; debido a las restricciones que presenta la herramienta en esta corrida del registro como: dispersión del Trazador, es decir, el caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a que se observa una alta dispersión del trazador, medidas indirectas por diferencia entre los caudales medidos en el mandril (donde se logre discretizar más de un perforado y quede sólo uno por calcular y/o perforado enfrentado al mandril), superar el tiempo estimado de espera y no observar el trazador. Las lecturas suministradas por el registro Trazador generan más de un 50% de incertidumbre.

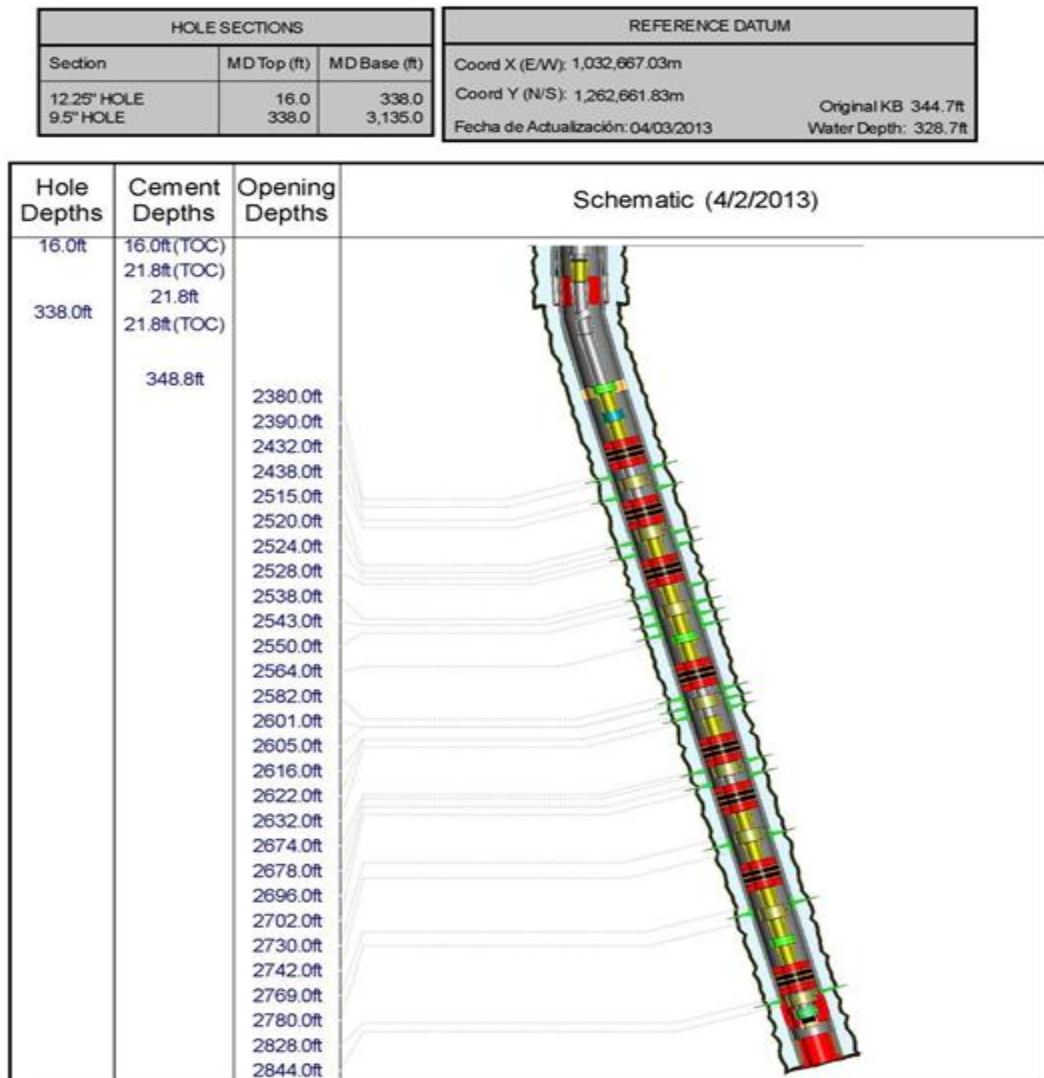
Se concluye que el registro AFT permitió discretizar de forma completa los 7 perforados que constituyen la zona con potencial de inyectividad, con lo cual se obtuvo mejor información suministrada por el registro AFT en comparación con el registro Trazador, a su vez permitió identificar lecturas mínimas de caudales iguales a 1,6 BWPD, y exceso de caudal en comparación al potencial de inyección (QCobb).

5.1.1.4 Pozo Modelo CIRA 4

El pozo modelo CIRA 4 tiene una profundidad de 3.135 ft, anclado a los revestimientos de 12,25" y 9,5" respectivamente. La sarta de inyección selectiva cuenta con 8 mandriles con su respectiva VRF, discretizando la inyectividad del pozo en 14 perforados, con arenas desde C1, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb y C4.

➤ **Estado Mecánico**

Figura 48. Estado mecánico Pozo Modelo CIRA 4



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

Tabla 13. Pozo Modelo CIRA 4

GRUPO	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	QCOBB (BWPD)	AFT			TRAZADORES		
					QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE	QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE
8	Water Mandril Injection			150	1163,3	10,1	0,9	1383,6	36,9	2,67
	2380	2390	10	10		5	0,4		37	2,7
	2432	2438	6	8		5	0,4			
7	Water Mandril Injection			100	1153,2	28,1	2,4	1346,7	109,94	7,95
	2515	2520	5	150		28,1	2,4		110	7,9
	2524	2528	4	1		0	0			
6	Water Mandril Injection			400	1125,2	6,9	0,6	1236,8	150,72	10,89
	2538	2543	5	3		0	0		51	3,69
	2550	2564	14	394		6,9	0,6		100	7,23
5	Water Mandril Injection			900	1118,3	337,4	29	1086,1	0	0
	2582	2601	19	570		0	0		0	0
	2605	2616	11	263		-163,1	-14			
	2622	2632	10	201		500,5	43			
4	Water Mandril Injection			200	780,9	343,7	29,5	1086,1	575,95	41,63
	2674	2678	4	3		-29,4	-2,5		576	41,6
	2696	2702	6	197		373,1	32,1		0	0
3	Water Mandril Injection			270	437,2	1,8	0,2	510,12	26,85	1,94
	2730	2742	12	265		1,8	0,2		27	1,9
2	Water Mandril Injection			286	435,4	-0,2	0	483,28	14,94	1,08
	2769	2780	11	286		-0,2	0		15	1,1
1	Water Mandril Injection			330	435,6	435,6	37,4	468,34	468,34	33,85
	2828	2844	16	480		435,6	37,4		468	33,8
CERO FLUJO					0	0	0	0	0	0

Fuente: Autores

➤ **Análisis Técnico**

En la **Tabla 13** se encuentra el consolidado de la información extraída del estado mecánico del pozo modelo como tope, base y espesor del intervalo perforado, la información del potencial de inyectividad COBB establecida por el equipo de ingeniería como base de comparación, al igual que la información suministrada en los dos registros de inyección.

A continuación se detalla el análisis técnico por grupos del Pozo CIRA 4:

- **Grupo 8: Mandril de Inyección $Q_{cobb} = 150$ BWPD**

En este grupo se evidenciaron dos perforados con espesores entre 10 y 6 ft. El Trazador no discretiza la inyección por perforados, por ende solo se asigna un solo valor para los dos mediante método de cruce. Caso diferente ocurre con el registro AFT puesto que este si indica la inyectividad por cada uno de los perforados como un valor real de 5 BWPD en ambos perforados y mediante Q_{cobb} por perforados establecido por yacimientos se puede observar que es la correcta pero, lo que genera un mejor manejo de la información.

- **Grupo 7: Mandril de Inyección $Q_{cobb} = 100$ BWPD**

En este grupo se evidenciaron dos perforados con espesores entre 10 y 6 ft. El Trazador no discretiza la inyección por perforados, por ende solo asignó un solo valor para los tres mediante método de cruce. En cambio AFT permite identificar mediante la discretización, el perforado uno es quien toma todo el caudal que entra al mandril (28,10 BWPD) y es direccionado solo a la arena C2 del primer perforado, cuando ingeniería indica que ese grupo debe tomar 100 BWPD, distribuida en los 2 perforados. Se sugiere tomar la decisión que es necesario cambiar la VRF a SR (Sin regulación) para permitir que el mandril inyecte un caudal mayor a los perforados que ahí se encuentran.

- **Grupo 6: Mandril de Inyección $Q_{cobb} = 400$ BWPD**

En este se evidencian dos perforados con espesores de 5 y 14 ft. En base a la información suministrada por los registros, el Trazador en el primer perforado indica que la inyectividad fue de 51 BWPD por medida indirecta, es decir, el caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos del mandril, en el segundo perforado de ese grupo se observó que al hacer la corrida del registro indica que

la inyectividad fue de 100 BWPD por método de pico. En el registro AFT también discretiza la inyectividad por perforados, y a su vez permite observar que solo la arena C2 del segundo perforado es la que está tomando todo el agua que entra al mandril (6,9 BWPD) es mucho menor al QCobb del perforado (394 BWPD), se observó además, que el primer perforado presenta cero inyectividad lo que permite inferir cómo se comporta el patrón en esta arena, se sugiere tomar la decisión que es necesario cambiar la VRF a SR (Sin regulación) para permitir que el mandril inyecte un caudal mayor a los perforados que ahí se encuentran.

- **Grupo 5: Mandril de Inyección QCobb = 900 BWPD**

En este grupo tiene tres perforados con espesores entre 19, 11 y 10 ft. Se evidencia que el Trazador no discretiza la inyección en el grupo debido a la baja tasa tomada por el mandril (BT), indicando que los perforados no toman caudal. En cambio AFT si discretiza el grupo por perforados y permite identificar que el segundo perforado muestra que se presentó un flujo cruzado (aporte de caudal por parte de la formación) y que es solo la arena Gtb del tercer perforado, de menor espesor, es la que está tomando el agua que entra al mandril 337,4 BWPD más la cantidad de fluido que aporta la formación de 163,1 BWPD dando como resultado un total de 500,5 BWPD siendo este valor de caudal mayor al sugerido por el QCobb (201 BWPD), el cual brinda una ventaja significativa del AFT para obtener una mejor interpretación.

- **Grupo 4: Mandril de Inyección QCobb = 200 BWPD**

En este grupo tiene dos perforados con espesores de 4 y 6 ft. Con base en la información suministrada por los registros, el Trazador en el primer perforado indica que la inyectividad fue de 576 BWPD por medida indirecta, es decir, el caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos del mandril, en el segundo perforado de ese grupo se observó que al hacer la corrida del registro este supero

el tiempo estimado de espera (TE) en ese punto, por tanto le asignó un caudal de cero BWPD a ese intervalo. En cambio AFT si discretiza el grupo por perforados y permite identificar que el primer perforado muestra que se presentó un flujo cruzado (aporte de caudal por parte de la formación) y que es solo la arena C3 del segundo perforado es la que está tomando el agua que entra al mandril 343,7 BWPD más la cantidad de fluido que aporta la formación de 29,40 BWPD dando como resultado un total de 373,1 BWPD siendo este valor de caudal mayor al sugerido por el QCobb (197 BWPD), el cual brinda una ventaja significativa del AFT para obtener una mejor interpretación.

- **Grupo 3: Mandril de Inyección Qcobb = 270 BWPD**

En este grupo tiene un perforado con un espesor entre 12 ft. El trazador no discretiza el grupo por perforado debido a la baja tasa tomada por el mandril (BT), pero como el mandril toma 27 BWPD, se asume que ese valor es el registrado por el perforado. En cambio AFT si discretizó la inyectividad del perforado que toma 1,8 BWPD cuando ingeniería indica que ese perforado debe tomar 265 BWPD, lo que permite sugerir a ingeniería la intervención de la VRF.

- **Grupo 2: Mandril de Inyección Qcobb = 286 BWPD**

En este grupo tiene un perforado con un espesor entre 12 ft. Al analizar el Trazador se presenta error en la información suministrada, puesto que el mandril registra un caudal de 15 BWPD cuando por restricción técnica este no puede leer caudales menores a 20 BWPD. En cambio AFT si discretiza el grupo por perforado y permite identificar que el perforado muestra que se presentó un flujo cruzado (aporte de caudal por parte de la formación), el cual brinda una ventaja significativa del AFT para obtener una mejor interpretación. Adicionalmente se sugiere tomar la decisión que es necesario cambiar la VRF a SR (Sin regulación) para permitir que el mandril inyecte un caudal mayor a los perforados que ahí se encuentran.

- **Grupo 1: Mandril de Inyección Qcobb = 330 BWPD**

En este grupo tiene un perforado con un espesor entre 16 ft. En este grupo la lectura de inyectividad de los registros presentan una aproximación, el Trazador 468 BWPD, un 34% del caudal total, por método de cruce y AFT 435, BWPD un 37,4% del caudal total. Se puede concluir que ambos registros brindan una información significativa para obtener una mejor interpretación del grupo.

En el Pozo Modelo CIRA 4, se concluye que el registro Trazador no se discretizó por perforados en los Grupos N°8 el segundo perforado, N°7 ninguno de los dos perforados, N°6 el segundo perforado, N°5 solo se discretizó un perforado de los tres intervalos que posee este grupo, N°4 el primer perforado, N°3 y N°2; debido a las restricciones que presenta la herramienta como: la baja tasa tomada por el mandril, poco espaciamiento entre intervalos y/o mandril e intervalos, medidas indirectas por diferencia entre los caudales medidos en el mandril (donde se logre discretizar más de un perforado y quede sólo uno por calcular y/o perforado enfrentado al mandril) y superar el tiempo estimado de espera y no observar el trazador. Las lecturas suministradas por el registro Trazador generan más de un 60% de incertidumbre para la interpretación de este registro.

Se concluye que el registro AFT permitió discretizar de forma completa los 14 perforados que constituyen la zona con potencial de inyectividad, con lo cual se obtuvo mejor información suministrada por el registro AFT en comparación con el registro Trazador, a su vez permitió identificar en el Grupo N°2 flujo cruzado, lecturas mínimas de caudales iguales a 1,8 BWPD y exceso de caudal en comparación al potencial de inyección (QCobb) establecido por el equipo de ingeniería y así realizar una adecuada interpretación.

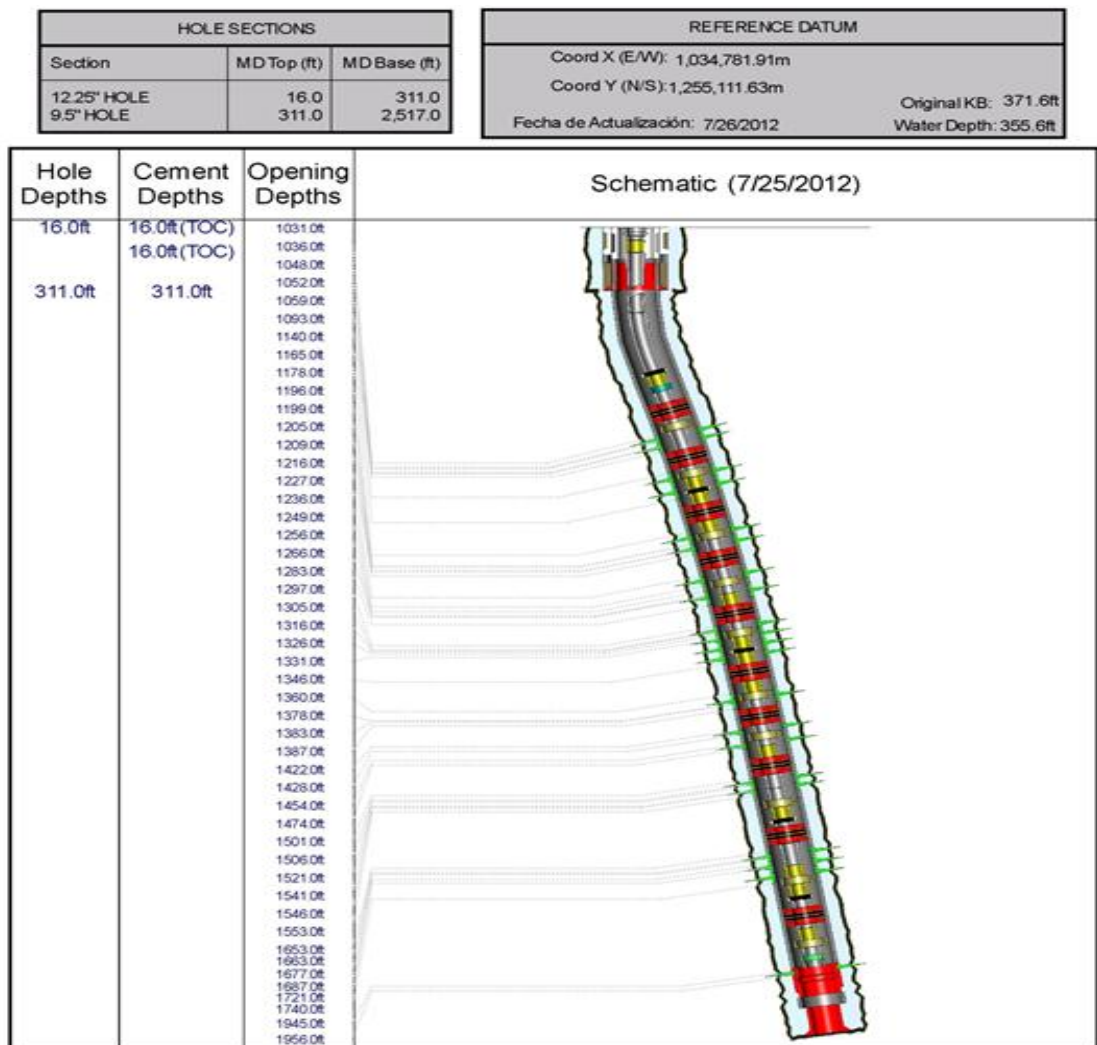
5.1.2 ANÁLISIS TÉCNICO POR MONITOREO (AFT CORTO)

5.1.2.1 POZO MODELO CIRA 5

El pozo modelo CIRA 5 tiene una profundidad de 2.517 ft, anclado a los revestimientos de 12,25" y 9,5" respectivamente. La sarta de inyección selectiva cuenta con 12 mandriles con su respectiva VRF.

➤ Estado Mecánico

Figura 49. Estado Mecánico Pozo Modelo CIRA 5



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

➤ **Análisis Técnico**

En la **Tabla 14** se encuentra el consolidado de la información extraída del potencial de inyectividad COBB establecida por el equipo de ingeniería como base de comparación, al igual que la información suministrada en los dos registros.

Tabla 14. Pozo Modelo CIRA 5

MANDRIL	QCOBB (BWPD)	AFT			TRAZADOR		
		Delta QCRUCE (BWPD)	% VARIACION	CONDICIÓN	Delta QCRUCE (BWPD)	% VARIACION	CONDICIÓN
12	60	76	27%	Ajustado	0	-100%	No Toma
11	60	10	-83%	Bajo Caudal	89	48%	Sobrecaudal
10	80	66	-18%	Ajustado	73	-9%	Ajustado
9	60	59	-2%	Ajustado	182	203%	Sobrecaudal
8	130	200	54%	Sobrecaudal	382	194%	Sobrecaudal
7	60	89	48%	Sobrecaudal	11	-82%	Bajo Caudal
6	80	8	-90%	Bajo Caudal	0	-100%	No Toma
5	80	6	-93%	Bajo Caudal	31	-61%	Bajo Caudal
4	60	162	170%	Sobrecaudal	60	0%	Ajustado
3	60	3	-95%	Bajo Caudal	61	2%	Ajustado
2	60	119	98%	Ajustado	0	-100%	No Toma
1	60	0	-100%	No Toma	0	-100%	No Toma

Fuente: Autores

A continuación se detalla el análisis técnico del Pozo CIRA 5:

- **Mandril 12: Qcobb = 60 BWPD**

El registro Trazador indica que toma cero BWPD el mandril N°12. En cambio AFT registra una lectura de 76 BWPD, lo cual indica un porcentaje de variación de 27% y con una condición ajustada, es decir, que no requiere intervención en la VRF.

- **Mandril 11: Qcobb = 60 BWPD**

En este mandril, se observa que la lectura registrada por Trazador es de 89 BWPD, con un porcentaje de variación de 48% y una condición sobre caudal, lo cual indica que posiblemente se requiere regular la VRF. Según el registro AFT, este mandril presenta una condición de bajo caudal, debido a la lectura registrada.

- **Mandril 10: Qcobb = 80 BWPD**

Los registros AFT y Trazador presentan una condición ajustada, es decir, que no requiere intervención en la VRF, adicionalmente el porcentaje de variación es de -18% y -9% respectivamente, el signo negativo hace referencia a que toman menos caudal en comparación al potencial de inyección recomendado por ingeniería.

- **Mandril 9: Qcobb = 60 BWPD**

En este mandril, se observa que la lectura registrada por Trazador es de 182 BWPD, con un porcentaje de variación de 203% y una condición sobre caudal, lo cual indica que posiblemente se requiere regular la VRF. Según el registro AFT, este mandril presenta una condición ajustada, puesto que registrada de 59 BWPD.

- **Mandril 8: Qcobb = 130 BWPD**

Los registros AFT y Trazador presentan una condición sobre caudal, lo cual indica que posiblemente se requiere regular la VRF, adicionalmente el porcentaje de variación es de 54% y 194% respectivamente.

- **Mandril 7: Qcobb = 60 BWPD**

En este mandril, se observa que la lectura registrada por Trazador es de 11 BWPD, con un porcentaje de variación de -82%, el signo negativo hace referencia a que toman menos caudal en comparación al potencial de inyección recomendado por el equipo de ingeniería. Caso contrario con el registro AFT, este mandril presenta una condición de sobre caudal, debido a la lectura registrada de 89 BWPD con un porcentaje de variación de 48%, lo cual indica que posiblemente se requiere intervenir la VRF

- **Mandril 6: Qcobb = 80 BWPD**

El registro AFT presenta una condición de bajo caudal y Trazador no toma caudal, lo cual indica que posiblemente se requiere intervenir la VRF, adicionalmente el porcentaje de variación es de -90% y -100% respectivamente, el signo negativo hace referencia a que toman menos caudal en comparación al potencial de inyección recomendado por el equipo de ingeniería.

- **Mandril 5: Qcobb = 80 BWPD**

Este mandril tiene un comportamiento similar al mandril N°6, los registros AFT y Trazador presentan una condición bajo caudal, las lecturas registradas son 6 BWPD y 31 BWPD respectivamente, lo cual indica que posiblemente se requiere intervenir la VRF.

- **Mandril 4: Qcobb = 60 BWPD**

El Trazador registra una lectura de 60 BWPD, lo cual indica un porcentaje de variación de 0% y con una condición ajustada, es decir, que no requiere intervención en la VRF. En cambio con el registro AFT, este mandril presenta una condición de sobre caudal, debido a la lectura registrada de 162 BWPD con un porcentaje de variación de 170%, lo cual indica que posiblemente se requiere regular la VRF.

- **Mandril 3: Qcobb = 60 BWPD**

En este mandril, se observa que la lectura registrada por Trazador es de 61 BWPD, con un porcentaje de variación de 2% y una condición ajustada. En cambio el registro AFT, presenta una condición de bajo caudal, debido a la lectura registrada de 3 BWPD con un porcentaje de variación de -95%, el signo negativo hace referencia a que toman menos caudal en comparación al potencial de inyección recomendado por el equipo de ingeniería, lo cual indica que posiblemente se requiere intervenir la VRF.

- **Mandril 2: Qcobb = 60 BWPD**

El registro Trazador indica que toma cero BWPD el mandril N°2. En cambio AFT registra una lectura de 76 BWPD, lo cual indica un porcentaje de variación de 27% y con una condición ajustada, es decir, que no requiere intervención en la VRF.

- **Mandril 1: Qcobb = 60 BWPD**

Los registros AFT y Trazador indican que no toman caudal.

En el Pozo Modelo CIRA 5, se concluye que en el registro AFT las VRF's M11, M6, M5 y M3 están con bajo caudal, y M1 no está tomando. Los M8, M7 y M4 presentan sobrecaudal. En cambio en el registro Trazador las VRF's M7 y M5 están con bajo caudal, y M12, M6, M2 y M1 no está tomando.

Los M11, M9, M8, presentan sobrecaudal, lo indica realizar trabajo de Slickline para cambio de todas las VRF's. Con el registro AFT Corto se obtiene un mejoramiento en la información, debido a que permite evidenciar en que mandriles se tiene un ajuste del caudal, lo cual permite reducir los trabajos de Slickline en los pozos del campo La Cira Infantas en comparación con Trazador.

5.2 ANÁLISIS AMBIENTAL

El análisis ambiental aplicado a la implementación de la tecnología AFT (*Activation Flow Tool*) condujo a evidenciar que al emplear la radiación de neutrones para la obtención de perfiles de inyección con un tiempo de vida media de 7,2 segundos no genera contaminación alguna al medio ambiente debido a que la radiación se genera en fondo de pozo y el contacto en la superficie es nulo, ni al agua de inyección ni a los ecosistemas de la región y ante todo no causa daños para el personal de la operación.

En cambio al emplear los registros de Trazadores Radiactivos para obtener los perfiles de inyección, el manejo del material radiactivo (Yodo 131) requiere control de seguridad ya que sus efectos en el organismo son irreversibles, para ello el container debe ubicarse a una distancia prudencial del camión durante el procedimiento, debe evitarse el contacto con la piel usando los materiales de protección adecuados para cada prueba, la cual debe ser rápida y el tiempo de exposición mínimo.

Además el Yodo 131 tiene un tiempo de vida media de 8 días, lo que sin lugar a duda confirma el alto grado de contaminación al medio ambiente, al agua de inyección que va directamente ligada al vertimiento en fuentes fluviales de la región, a su vez es altamente perjudicial para el ser humano y en gran medida pone en peligro al personal presente en la operación.

Adicionalmente ambas herramientas deben tener la licencia para el manejo del material empleado para la corrida de los perfiles de inyección en el campo La Cira Infantas expedida por INGEOMINAS.

6. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA AFT (*ACTIVATION FLOW TOOL*) VS TRAZADORES RADIATIVOS PARA LA OBTENCIÓN DE REGISTROS DE INYECCIÓN EN LOS POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Después de realizar el análisis técnico entre los dos registros de inyección que OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC aplica en el campo La Cira Infantas, se establecieron los parámetros financieros y la metodología de comparación económica, empleando como base principal el respectivo contrato firmado por la empresa y la contratista en donde se especifica el costo unitario por registro.

Se comparó el valor unitario de cada registro en diferentes escenarios, todo esto con el fin de establecer primero, si hay rentabilidad entre ambos registros de inyección y segundo, partiendo de las ventajas que ofrecen cada perfil de inyección tanto en información como en interpretación para la toma de decisiones, determinar con qué tipo de registro se obtiene una mayor viabilidad de aplicación.

6.1 TECNOLOGÍA AFT (*ACTIVATION FLOW TOOL*)

La empresa de servicios HOTWELL COLOMBIA, establece los precios unitarios de la aplicación de la Tecnología AFT (*Activación Flow Tool*) en pozos inyectoros del campo La Cira Infantas, como se observa en la **Tabla 15** a continuación, se especifica el valor en COP\$Millones respectivamente.

Tabla 15. Precio unitario Tecnología AFT (*Activación Flow Tool*).

Tipo de Registro	Descripción	Valor Unitario
AFT (Largo) "Discretizar"	COP\$/Pozo	\$ 8.265.000
AFT (Corto) "Monitorear"	COP\$/Pozo	\$ 5.175.000

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

6.2 TRAZADORES RADIATIVOS

La empresa de servicios COLREGISTROS S.A.S, establece los precios unitarios de la aplicación de Trazadores Radiactivos en pozos inyectores del campo La Cira Infantas, como se puede observar en la **Tabla 16** a continuación, se especifica el valor en COP\$Millones.

Tabla 16. Precio unitario Trazadores Radiactivos.

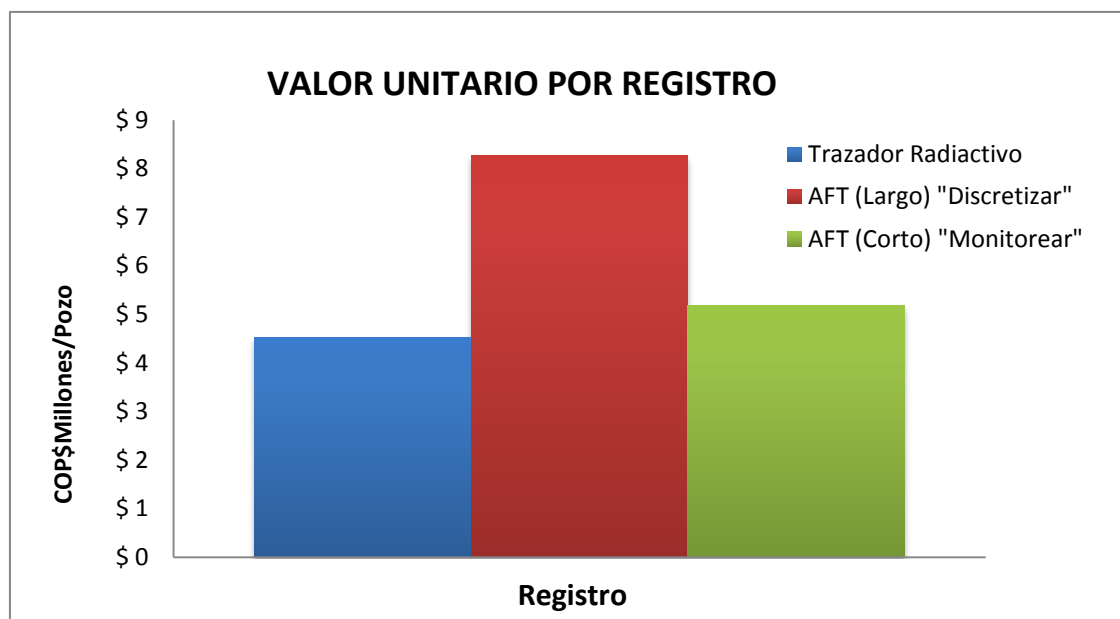
Tipo de Registro	Descripción	Valor Unitario
Trazador Radiactivo	COP\$/Pozo	\$ 4.523.690

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

6.3 ANÁLISIS FINANCIERO

Conocidos los valores unitarios de la aplicación de cada uno de los registros de inyección, se comparó en la **Gráfica 1** la diferencia de precios entre ellos.

Gráfica 1. Valor unitario por registro.



Fuente: Autores

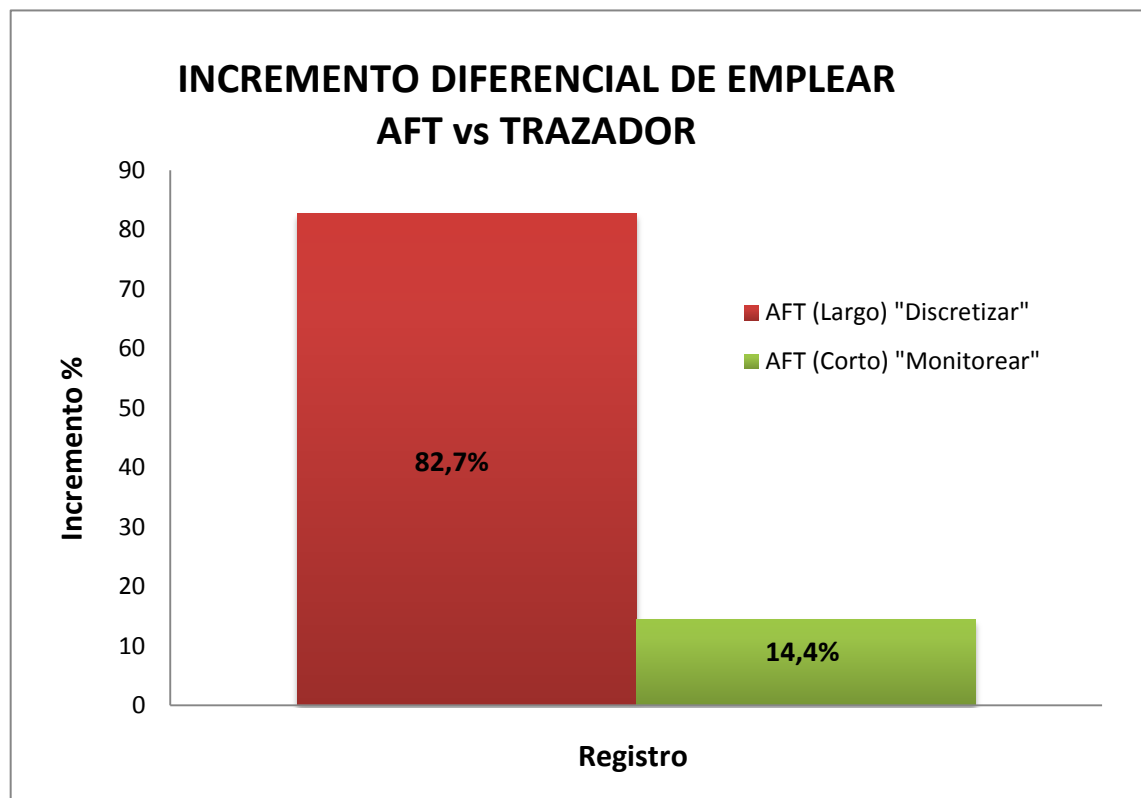
Al comparar los valores de Trazadores Radiactivos frente a la aplicación de AFT Largos para discretizar los perforados y los AFT Cortos para monitorear la inyectividad en los mandriles, se presenta un incremento diferencial con respecto al Trazador al emplear ambos AFT, como se observa en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Incremento Diferencial entre AFT vs Trazador.

Tipo de Registro	Descripción	Valor Unitario	Incremento Diferencial (%)
Trazador Radiactivo	COP\$/Pozo	\$ 4.523.690	0
AFT (Largo) "Discretizar"	COP\$/Pozo	\$ 8.265.000	82,70
AFT (Corto) "Monitorear"	COP\$/Pozo	\$ 5.175.000	14,39

Fuente: Autores

Gráfica 2. Incremento Diferencial AFT vs Trazador.



Fuente: Autores

En la **Gráfica 2** se encuentra la representación del incremento diferencial de emplear en los pozos del Campo La Cira Infantas la tecnología AFT con respecto a los Trazadores, en ella se observa un incremento del 82,7% al emplear AFT Largos para discretizar perforados y tan solo un 14,4% al emplear AFT Cortos para monitorear caudal en los mandriles de la sarta selectiva, con la cual se infiere que el AFT Largo es el más costoso.

6.3.1 Evaluación del programa de inyección del campo La Cira Infantas

Tras culminar el análisis técnico, se tomó la necesidad de evaluar el potencial de inyectividad en 400 pozos en el campo La Cira Infantas, en los cuales se calculara la viabilidad económica de realizar de 1 a 4 registros por año a cada pozo, con una diferencia de máximo 20 días entre ambas corridas, para de esta manera evidenciar problemas operaciones y establecer posibles Slickline.

En la **Tabla 18** puede observar el valor individual de emplear el Trazador y las dos opciones de registro que ofrece AFT a los 400 pozos a evaluar, en corridas de 1 a 4 registros/año, se evidencia claramente el aumento en los costos al emplear Trazadores con respecto al AFT. A su vez se observa el incremento ascendente en el precio de las corridas del AFT Largo frente a los demás.

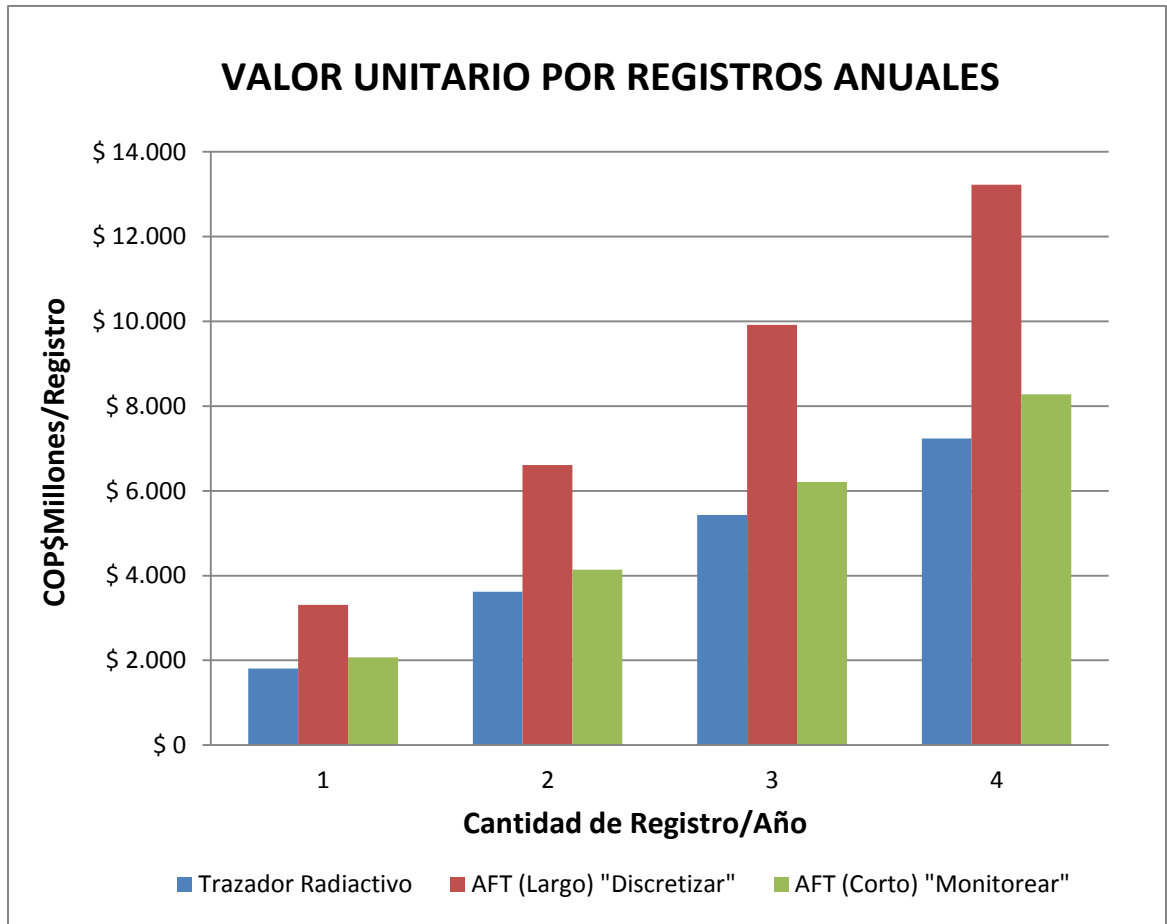
Tabla 18. Costos de la comparación entre Trazadores Radiactivos vs AFT

Cantidad	Descripción	Trazador Radiactivo	AFT (Largo) "Discretizar"	AFT (Corto) "Monitorear"
1	Registro/año	\$ 1.809.476.000	\$ 3.306.000.000	\$ 2.070.000.000
2	Registro/año	\$ 3.618.952.000	\$ 6.612.000.000	\$ 4.140.000.000
3	Registro/año	\$ 5.428.428.000	\$ 9.918.000.000	\$ 6.210.000.000
4	Registro/año	\$ 7.237.904.000	\$ 13.224.000.000	\$ 8.280.000.000

Fuente: Autores

En la **Grafica 3** se puede observar el valor individual de emplear el Trazador y las dos opciones de registro que ofrece AFT a los 400 pozos, en corridas de 1 a 4 registros/año, en donde se deduce claramente el aumento lineal en los costos al emplear uno u otro registro, en donde AFT Largo alcanza valores altos.

Gráfica 3. Incremento Diferencial AFT vs Trazador.



Fuente: Autores

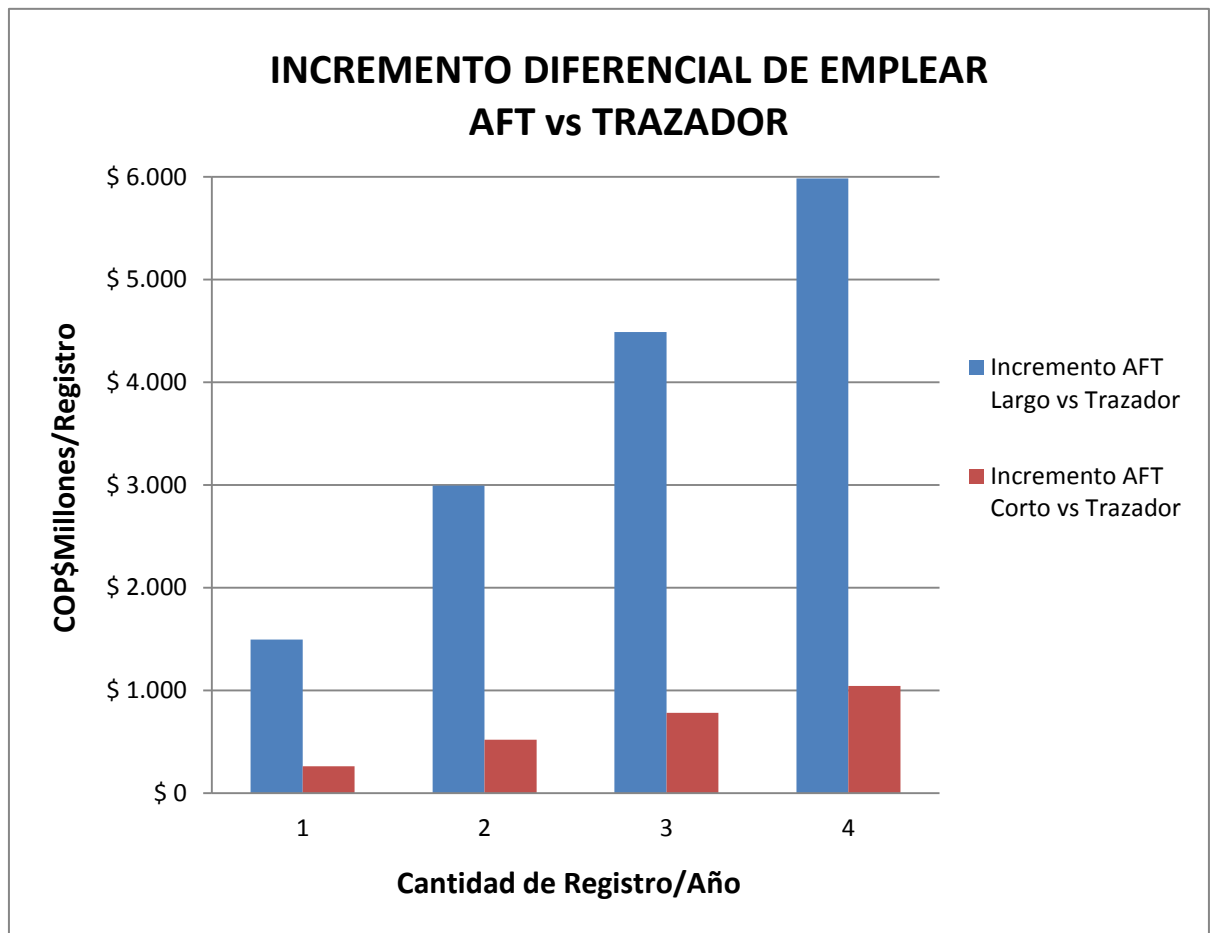
En la **Tabla 19** se observa el incremento en el costo de emplear el Trazador y las dos opciones de registro que ofrece AFT a los 400 pozos, en corridas de 1 a 4 registros/año. La información suministrada indica el valor adicional en COP\$Millones de emplear un AFT (Largo o Corto) en lugar de Trazador.

Tabla 19. Incremento Registro/año AFT vs Trazador.

Cantidad	Descripción	Incremento AFT Largo vs Trazador	Incremento AFT Corto vs Trazador
1	Registro/año	\$ 1.496.524.000	\$ 260.524.000
2	Registro/año	\$ 2.993.048.000	\$ 521.048.000
3	Registro/año	\$ 4.489.572.000	\$ 781.572.000
4	Registro/año	\$ 5.986.096.000	\$ 1.042.096.000

Fuente: Autores

Gráfica 4. Incremento diferencial de emplear AFT vs Trazador.



Fuente: Autores

En la **Gráfica 4** se puede observar el incremento diferencial en costos de emplear el Trazador y las dos opciones de registro que ofrece AFT a los 400 pozos del piloto, en corridas de 1 a 4 registros/año. La cual muestra claramente que el AFT Largo es más costoso en comparación con el Trazador y que el AFT Corto presenta un incremento menor al esperado.

6.3.2 Análisis de la estrategia

Se evidencio que en base en la información suministrada por los registros Trazadores se autorizaron números cambios de válvulas a los pozos inyectoros del campo La Cira Infantas lo que aumentó de forma considerable los costos en el sistema de levantamiento/Barril, puesto que se concluyó que en varios casos no era necesario un cambio de válvula sino un ajuste operacional en su regulación.

Fue al analizar los registros de AFT donde se notó que al contar con mejor información pie a pie de la inyectividad en cada pozo, una mejor discretización del caudal inyectado por perforados y una mejor calidad y más amplia interpretación de los resultados obtenidos se redujeron en más de un 25% el cambio de válvulas en los pozos inyectoros, lo que produjo una reducción en los costos operacionales de Slickline y a reducir el número de registros que se estaban corriendo en el campo, todo esto condujo a plantear la propuesta de realizar 4 Registros/año de trazadores contra 1 registro/año AFT Largo para discretizar y 2 registros/año AFT Corto para el monitoreo de los mandriles con el fin de evaluar los costos.

En la **Tabla 20**, se observa el costo de realizar en 400 pozos del campo La Cira Infantas la corrida con Trazadores Radiactivo de 4 registros/año.

Tabla 20. Costo Operacional corridas Trazadores Radiactivos

Cantidad	Descripción	Registro	Valor
4	Registro/año	Trazador Radiactivo	\$ 7.237.904.000

Fuente: Autores

En la **Tabla 21**, se observa el costo de realizar en 400 pozos del campo La Cira Infantas la corrida con 1 registro/año AFT Largo y 2 registros/año AFT Corto.

Tabla 21. Costo Operacional corridas AFT Largo y Corto en los pozos inyectoros

Cantidad	Descripción	Registro	Valor
1	Registro/año	AFT (Largo) "Discretizar"	\$ 3.306.000.000
2	Registro/año	AFT (Corto) "Monitorear"	\$ 4.140.000.000
Total			\$ 7.446.000.000

Fuente: Autores

Al realizar el análisis los resultados se evidencio una diferencia considerable entre el total de correr en 400 pozos del campo La Cira Infantas la tecnología de AFT con respecto a los Trazadores como se muestra en la **Tabla 22**. Se concluye que efectivamente si es más costoso emplear como método de discretización AFT, puesto que le está generando a la empresa un incremento de COP\$ 208.096.000, por lo que se hace necesario establecer una estrategia estratégicamente viable y rentable, con el fin de reducir no solo los costos incrementales sino a su vez proveer a OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC un plan de acción que le permita aprovechar al máximo los beneficios en cuento a la calidad de la información que ofrece el emplear como registro de inyección AFT en todo el campo.

Tabla 22.Diferencia Costos Operacionales en las corridas de Trazadores vs AFT

Registro	Valor
4 Trazador Radiactivo	\$ 7.237.904.000
1 AFT (Largo) + 2 AFT (corto)	\$ 7.446.000.000
Diferencia	\$ 208.096.000

Fuente: Autores

Como se demostró que al emplear AFT Largo y Corto se reducen las operaciones de Slickline de cambio de válvulas, y asumiendo el escenario que se realice una intervención de cambio de válvula por pozo al año, se calculó su costo respectivo el cual se detalla en la **Tabla 23** a continuación.

Tabla 23. Precio unitario Slickline.

N° Pozos	Slickline	Valor Unitario	Valor Total
400	Cambio de Válvula Reguladora de Flujo	\$ 4.000.000	\$ 1.600.000.000

Fuente: Autores

Una vez conocidos los valores del cambio de válvula en los 400 pozos del campo La Cira Infantas, los valores cambian, puesto que a la corrida de los 4 registros/pozo al año de Trazadores se le debe sumar el gasto de realizar una operación de Slickline no necesaria debido a la reducida información suministrada.

A su vez a las corridas de 1 registro/pozo AFT Largo (Para Discretizar por Perforados) y 2 registros/pozo AFT Corto (Para Monitorear por Mandril) al año, se le debe sumar solo en un 75% del valor de realizar una operación de Slickline, puesto que se demostró que al emplear la tecnología AFT se reduce en un 25%

los costos de Slickline debido a que suministra una mejor información, lo que conlleva a obtener una mejor interpretación en la inyektividad en el pozo.

En la **Tabla 24** se observa el valor total del cambio de válvula en los 400 pozos inyectoros comparado con la diferencia de emplear 1 AFT Largo y 2 Corto contra Trazadores, en la cual se evidencia claramente que el costo de realizar cambio de válvulas suple por completo el sobre costo de emplear la tecnología AFT y además le genera un ahorro en Slickline de **COP\$ 1.391.904.000** a OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Cabe resaltar que esta estrategia fue planteada para un conjunto de 400 pozos inyectoros, si se ampliara el panorama a todos los pozos inyectoros del campo La Cira Infantas el ahorro sería aun mayor, puesto que por pozo la compañía estaría obteniendo una reducción por Slickline al año de COP\$479.760 lo que aumentaría el margen de rentabilidad del proyecto.

Tabla 24. Diferencia de costos en corridas de Trazadores vs AFT con Slickline

Registro	Valor Total
4 Trazadores/año + Slickline/pozo	\$ 8.837.904.000
AFT (1 Largo + Cortos) + Slickline/pozo	\$ 8.646.000.000
Diferencia	\$ 191.904.000

Fuente: Autores

7. CONCLUSIONES

La aplicación de los registros de inyección a los pozos del campo La Cira Infantas permitió identificar los comportamientos de inyección en los diferentes estratos del yacimiento, evidenciando canalizaciones e inyecciones preferenciales que causan que los proyectos de inyección de agua no generen buenos resultados.

La obtención de perfiles de inyección permite desarrollar e implementar de una correcta metodología para la aplicación de la corrida registros de inyección; basándose en el planteamiento claro de los objetivos de la prueba, un programa de campo ajustado a los objetivos, el desarrollo de la operación de forma eficiente y lo más importante, un correcto análisis e interpretación de los resultados.

El análisis de los perfiles de inyección en el Campo La Cira Infantas permite identificar las unidades geológicas que han aportado mayor o menor producción de aceite o agua, aquellas zonas con inyección preferencial, arenas con alto prospecto de reservas a explotar, de igual forma tomar las acciones pertinentes para mejorar la inyección y el factor de recobro en el área de estudio.

La implementación de la tecnología AFT (*Activation Flow Tool*) en los pozos del campo La Cira Infantas permitió identificar mediante la discretización pie a pie en el pozo los perforados que están tomando la mayor cantidad de agua inyectada en comparación con el potencial de inyectividad recomendado por el equipo de ingeniería (Qcobb).

El análisis técnico condujo a concluir que la tecnología AFT (*Activation Flow Tool*) en los pozos inyectoros del campo La Cira Infantas brinda una información más amplia y de mejor calidad que los Trazadores Radiactivos, puesto que con base en ella se realiza una adecuada interpretación de los perfiles de inyección, lo que implica reducir en un 25% las operaciones de Slickline, a su vez permite reducir el número de registros efectuados en cada pozo.

El análisis técnico aplicado a cada pozo permitió identificar que la tecnología AFT (*Activation Flow Tool*) registra caudales mayores a los 2 BWPD y la discretización de la información se realiza pie a pie contribuyendo a obtener valores reales de la inyectividad en el pozo, por mandril y por perforado, caso contrario a los Trazadores Radiactivos que tienen la restricción de solo registrar los caudales menores a los 20 BWPD y su discretización es cada 6 pies lo que genera incertidumbre en sus resultados.

El análisis ambiental aplicado a la implementación de la tecnología AFT (*Activation Flow Tool*) condujo a evidenciar que la radiación de neutrones cuya vida media es de 7, 2 segundos no genera contaminación alguna al medio ambiente debido a que la radiación se genera en fondo de pozo y el contacto en la superficie es nulo, a diferencia del Yodo 131 que emplea Trazadores Radiactivos que posee una vida media de 8 días y que requiere un manejo tanto ambiental como un protocolo de seguridad especial por ser un material radiactivo, el cual en exposición excesiva es perjudicial para el personal de la operación.

El análisis financiero permitió identificar la implementación de la tecnología AFT (*Activation Flow Tool*) reduce considerablemente las operaciones de Slickline en los pozos el campo La Cira Infantas puesto que se cuenta una mejor información al momento de la interpretación, lo que genera que la empresa operador ahorre dinero en operaciones no necesarias.

El análisis financiero global condujo que a proponer que la mejor opción para que la empresa operadora obtenga mejores resultados en los perfiles de inyección y un ahorro considerable en operaciones de Slickline por pozo es en lugar de 4 registros de Trazadores Radiactivos por año, realizar 1 Registro AFT Largo al año para discretizar la inyectividad por perforados y 2 AFT Cortos al año para monitorear la inyección de agua por mandriles, con el fin de obtener un control de la inyección definido para cada pozo y garantizar un manejo operacional exitoso.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda optimizar el tiempo en la entrega de resultados de los perfiles de inyección, puesto que AFT (*Activation Flow Tool*) demora en promedio 48 horas analizando los valores obtenidos para generar el perfil de inyección y Trazadores Radiactivos en promedio 24 horas, si se logra reducir el tiempo en la entrega de la información a la compañía se garantiza la toma de decisiones oportunas que beneficiaran de forma directa la operación diaria en el campo La Cira Infantas.

BIBLIOGRAFIA

A.D. Mut, H.A, DEANS. "Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Pruthoe Bay". SPE Reservoir Engineering; Volume 12, February 1997.

DELGADILLO, Claudia, BLANCO, Johana. "Metodología Integrada para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua desarrollado en un Campo Petrolero". Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2006.

GARZON, Joel. "Análisis de distribución y eficiencia de la inyección de agua en un sector del área 3w del campo la Cira-infantas a través de trazadores radiactivos". Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, 2009.

GARZÓN, David. "Implementación de una metodología para la determinación de parámetros de automatización a partir del monitoreo del sistema inyección-producción, en pozos de bombeo mecánico del campo La Cira-Infantas". Proyecto de grado. Fundación Universidad de América, Bogotá, D. C. 2012.

MORENO CRUZ, Andrés Mauricio. "Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo Tibú (Ecopetrol)". Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2009.

ROJAS SUÁREZ, César Augusto. "Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira". Proyecto de grado. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, D.C, 2011.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC, Estados Mecánicos de Pozos Inyectores campo La Cira Infantas. Enero, 2015.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC, Potencial de Inyección Pozos Inyectores campo La Cira Infantas. Enero, 2015.

COLREGISTROS S.A.S, Perfil de Inyección Trazador Radiactivo. Junio, 2014.

HOTWELL COLOMBIA, Perfil de Inyección AFT. Junio, 2014.

COBB, William and SMITH, James. "Waterflooding". Houston, Texas. 2009.

PARIS DE FERRER, Magdalena. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Astro Data S.A Segunda Edición, 2001.

SCHLUMBERGER, "Activation Log Neutrón Generator and Oxygen Activation". Noviembre, 2014.

THAKUR, Ganesh, SATTER, Abdus. "Integrated Waterflood Asset Management PennWell" Tulsa, Oklahoma, 1998.

TEXPROIL, Catalogo de producción y servicios de completamiento. Edición, 2009.

ZERPA L.B. R, Mengual. "Water and Gas Tracers at El Furrial Field". SPE Paper 53737. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 Abril, Caracas, Venezuela. 1999.

ANEXOS

ANEXO 1. Potencial de Inyección (COBB) CIRA 3072

Mandril	Interv	Packer	Packer Depth Recom.	Open Intervals				Max. Bottom Injection Pressure	Reservoir Pressure (psi)	K aire	Keff	Injection Potential (bwipd)	Recommended Rate (bwipd)	Recommended Rate mandril (bwipd)	
				Top (ft)	Bottom (ft)	h (ft)	Sand Unit								
6	1	1	3.008	3.038	3.042	4	C1-C	2.704	140	612	69	42	42	393	
	2			3.044	3.052	8	C1-C	2.711	140	678	75	229			80
	3			3.064	3.074	10	C1-C	2.730	140	638	124	194			120
	4			3.080	3.084	4	C1-C	2.741	140	340	56	32			32
	5			3.086	3.095	9	C1-C	2.749	140	624	105	128			100
	6			3.101	3.103	2	C1Ab-C	2.759	140	249	37	19			19
5	7	2	3.117	3.131	3.137	6	C2-C	2.788	140	796	105	242	120	470	
	8			3.145	3.151	6	C2-C	2.800	140	685	134	130	80		
	9			3.153	3.168	15	C2-C	2.811	140	691	106	297	150		
	10			3.172	3.182	10	C2-C	2.826	140	657	97	210	120		
4	11	3	3.196	3.209	3.220	11	C2Dt-C	2.859	140	879	155	430	130	434	
	12			3.224	3.231	7	Gtb-C	2.871	140	394	32	173	60		
	13			3.236	3.242	6	Gtb-C	2.881	140	874	124	230	80		
	14			3.246	3.250	4	Gtb-C	2.889	140	938	106	193	60		
	15			3.254	3.258	4	Gtb-C	2.896	140	646	69	107	40		
	16			3.263	3.266	3	C3-C	2.904	140	327	27	64	64		
3	17	4	3.283	3.300	3.314	14	C3-C	2.942	140	997	113	591	150	150	
2	18	5	3.322	3.330	3.338	8	C3Cb-C	2.966	140	529	48	256	120	300	
	19			3.342	3.352	10	C3Cb-C	2.977	140	1.552	191	475	180		
1	20	6	3.532	3.713	3.726	13	D1	3.309	140	715	105	446	180	180	

Fuente: Occidental de Colombia, LLC.

ANEXO 2. Resultados AFT (Activation Flow Tool) Pozo Modelo CIRA 1.



AFT Activation Flow Tool Results
 POZO: CIRA 1
 FECHA: 04/11/2013



	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Velocidad (Ft/m)	QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE	BWPD/Ft	Distribución
11	Water Mandril Injection			677.53	2930.9	2.50	0.10		
	2978,00	2982,00	4,00			0,00	0,00	0,00	1
	2986,00	2999,00	13,00			2,50	0,10	0,19	2
	3012,00	3024,00	12,00			0,00	0,00	0,00	3
10	Water Mandril Injection			676.95	2928.4	678.40	23.10		
	3044,00	3053,00	9,00			154,40	5,30	17,16	4
	3080,00	3089,00	9,00			524,00	17,90	58,22	5
9	Water Mandril Injection			520.13	2250	-0.20	0.00		
	3098,00	3110,00	12,00			-0,20	0,00	-0,02	6
	3116,00	3125,00	9,00			0,00	0,00	0,00	7
8	Water Mandril Injection			520.17	2250.2	1854.60	63.30		
	3133,00	3138,00	5,00			0,00	0,00	0,00	8
	3142,00	3153,00	11,00			1854,60	63,30	168,60	9
	3158,00	3160,00	2,00			0,00	0,00	0,00	10
7	Water Mandril Injection			91.46	395.6	25.70	0.90		
	3171,00	3176,00	5,00			0,00	0,00	0,00	11
	3186,00	3190,00	4,00			0,00	0,00	0,00	12
	3194,00	3198,00	4,00			25,70	0,90	6,43	13
	3205,00	3215,00	10,00			0,00	0,00	0,00	14
6	Water Mandril Injection			85.51	369.9	4.10	0.10		
	3242,00	3250,00	8,00			4,10	0,10	0,51	15
	3262,00	3267,00	5,00			0,00	0,00	0,00	16
	3273,00	3283,00	10,00			0,00	0,00	0,00	17
5	Water Mandril Injection			84.55	365.8	21.20	0.70		
	3295,00	3310,00	15,00			0,00	0,00	0,00	18
	3330,00	3352,00	22,00			21,20	0,70	0,96	19
4	Water Mandril Injection			79.65	344.6	160.60	5.50		
	3373,00	3380,00	7,00			0,00	0,00	0,00	20
	3397,00	3401,00	4,00			160,60	5,50	40,15	21
	3416,00	3420,00	4,00			0,00	0,00	0,00	22
	3424,00	3438,00	14,00			0,00	0,00	0,00	23
3	Water Mandril Injection			42.53	184	62.70	2.10		
	3472,00	3480,00	8,00			0,00	0,00	0,00	24
	3495,00	3499,00	4,00			62,70	2,10	15,68	25
2	Water Mandril Injection			28.04	121.3	90.10	3.10		
	3518,00	3540,00	22,00			90,10	3,10	4,10	26
1	Water Mandril Injection			7.21	31.2	31.20	1.10		
	3570,00	3580,00	10,00			31,20	1,10	3,12	27
	CERO FLUJO			N/D	0,0	0,0	0,0	0,0	

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,6875
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441

Caudal Reportado	2900	BWPD
Presión en Superficie	1600	PSI

ANEXO 2. Resultados Trazador Radiactivo Pozo Modelo CIRA 1.



TRAZADORES RADIATIVOS
POZO: CIRA 1
11/19/2013



Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Profundidad Disparo/lectura (ft)	Tiempo inicial (Seg)	Tiempo final (Seg)	Tiempo (seg)	Q _{CRUCE} (BWPD)	Delta Q _{CRUCE} (BWPD)	% Q _{CRUCE}	BWPD/Ft	Observaciones	Distribución
CÁLCULO EN TUBERÍA			500	7,9	10,65	2,75	2308					
CÁLCULO EN TUBERÍA			2914	7,6	10,4	2,8	2267					
11	Water Mandril Injection (2991-3000 ft)		2990	7,6	10,4	2,8	2267	0	0,0			
	2978	2982	4									1
	2986	2999	13				0	0	0	0	BT	
	3012	3024	12	2990/3012								
10	Water Mandril Injection (3066-3076 ft)		3060	7,7	10,5	2,8	2267	917	40,4			
	3044	3053	9	3060/3060	-	-	0	0	0,0	0,0	MP-TE	2
	3080	3089	9	-	-	-	917	917	40,4	101,9	MI	3
9	Water Mandril Injection (3099-3108 ft)		3090	7,6	12,30	4,7	1351	0	0,0			
	3098	3110	12	-	-	-	0	0	0	0	BT	4
	3116	3125	9	3090/3116	-	-						
8	Water Mandril Injection (3136-3146 ft)		3126	7,9	12,6	4,7	1351	1268	55,9			
	3133	3138	5	-	-	-	1268	1268	55,9	70,4	MC	5
	3142	3153	11	-	-	-						
	3158	3160	2	-	-	-						
7	Water Mandril Injection (3186-3196 ft)		3184	7,6	84,5	76,9	83	25	1,1			
	3171	3176	5	3184/3184	-	-						6
	3186	3190	4	-	-	-	25	25	1,1	1,09	BT	
	3194	3198	4	-	-	-						
	3205	3215	10	3184/3205	-	-						
6	Water Mandril Injection (3239-3248 ft)		3226	7,9	119	111,1	57	7	0,3			
	3242	3250	8	-	-	-						7
	3262	3267	5	3226/3262	-	-	7	7	0,3	0,30	BT	
	3273	3283	10	3226/3273	-	-						
5	Water Mandril Injection (3338-3347 ft)		3324	7,8	135,2	127,4	50	0	0,0			
	3295	3310	15	3324/3324	-	-	0	0	0	0	BT	8
	3330	3352	22	-	-	-						
4	Water Mandril Injection (3397-3407 ft)		3390	7,6	135	127,4	50	19	0,9			
	3373	3380	7	3390/3390	-	-						9
	3397	3401	4	-	-	-	19	19	0,9	0,66	BT	
	3416	3420	4	-	-	-						
	3424	3438	14	-	-	-						
3	Water Mandril Injection (3489-3498 ft)		3486	7,7	217	209,3	30	30	1,3			
	3472	3480	8	3486/3486	-	-	30	30	1,3	2,50	BT	10
	3495	3499	4	-	-	-						
2	Water Mandril Injection (3526-3536 ft)		3522	7,7	0	0	0	0	0,0	0,0		
	3518	3540	22	-	-	-	0	0	0,0	0,0	CF	11
1	Water Mandril Injection (3589-3599 ft)		3570	7,9	0	0	0	0	0,0	0,0		
	3570	3580	10	-	-	-	0	0	0,0	0,0	CF	12
	CERO FLUJO		N/D	N/D	N/D	N/D	0,0	0,0	0,0	-	-	-

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,4
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441
Espaciamiento 1 (in)	227
Espaciamiento 2(in)	76

Fondo del Pozo	3574	ft
Setting Nipple #1	2944	ft
Setting Nipple #2	3634	ft
Caudal en Superficie	2120	BWPD
Presión en Superficie	1200	PSI

Observaciones:

- MI Medida Indirecta: El caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos en el mandril
- PE Poco Espaciamiento: El caudal de este intervalo no puede ser medido debido al poco espaciamiento entre intervalos o mandril e intervalos.
- DT Dispersión del Trazador: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a que se observa una alta dispersión del trazador.
- DM Distancia al Mandril: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a la excesiva distancia entre este y el mandril
- CI Caudal Inconsistente: La medida realizada en esta estación muestra valores inconsistentes, por lo que se asigna el caudal de la válvula inmediatamente inferior/superior.
- BT Baja Tasa: No se discretiza el intervalo debido a la baja tasa tomada por el mandril.
- TE Tiempo de Espera: Se supera el tiempo estimado de espera y no se observa el trazador, se asigna un caudal de cero al intervalo.
- VS Velocidades Similares: Debido a una velocidad de flujo similar en casing y tubing, no se puede discretizar el caudal tomado por el intervalo.
- MP Metodo de Picos: El caudal se determino utilizando el metodo de picos
- MC Metodo de Cruce: El caudal se determino utilizando el metodo de cruce.

ANEXO 3. Resultados AFT (Activation Flow Tool) Pozo Modelo CIRA 2.



AFT Activation Flow Tool Results
 POZO: CIRA 2
 FECHA: 25/04/2013



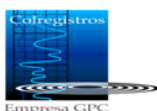
	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Velocidad (Ft/m)	QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE	BWPD/Ft	Distribución
6	Water Mandril Injection			245,6	1062,3	224,8	21,2		
	2713,00	2726,00	13,00			0,00	0,00	0,00	1
	2730,00	2736,00	6,00			229,10	21,60	38,18	2
	2749,00	2759,00	10,00			-4,30	-0,40	-0,43	3
	2792,00	2799,00	7,00			0,00	0,00	0,00	4
5	Water Mandril Injection			193,6	837,5	409,9	38,6		
	2808,00	2818,00	10,00			250,50	23,60	25,05	5
	2821,00	2840,00	19,00			159,40	15,00	8,39	6
4	Water Mandril Injection			98,9	427,6	172,4	16,2		
	2860,00	2870,00	10,00			0,00	0,00	0,00	7
	2873,00	2878,00	5,00			172,40	16,20	34,48	8
	2909,00	2914,00	5,00			0,00	0,00	0,00	9
3	Water Mandril Injection			59,0	255,2	239,2	22,5		
	2940,00	2948,00	8,00			0,00	0,00	0,00	10
	2965,00	2979,00	14,00			87,90	8,30	6,28	11
	2991,00	3003,00	12,00			151,30	14,20	12,61	12
2	Water Mandril Injection			3,7	16,0	16,0	1,5		
	3011,00	3015,00	4,00			0,00	0,00	0,00	13
	3022,00	3030,00	8,00			16,00	1,50	2,00	14
1	Water Mandril Injection			0,0	0,0	0,0	0,0		
	3083,00	3088,00	5,00			0,00	0,00	0,00	15
	3094,00	3100,00	6,00			0,00	0,00	0,00	16
	3104,00	3117,00	13,00			0,00	0,00	0,00	17
	CERO FLUJO			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,6875
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441

Seating Nipple	2621,1	in
Caudal Reportado	987	BWPD
Presión en Superficie	1720	PSI

ANEXO 4. Resultados Trazador Radiactivo Pozo Modelo CIRA 2.



TRAZADORES RADIACTIVOS POZO: CIRA 2 4/10/2013



Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Profundidad Disparo/lectura (ft)	Tiempo inicial (Seg)	Tiempo final (Seg)	Tiempo (seg)	Qcruce (BWPD)	Delta Qcruce (BWPD)	% Qcruce	BWPD/Ft	Observaciones	
CÁLCULO EN TUBERÍA			500	10,08	14,5	4,42	1284					
CÁLCULO EN TUBERÍA			2.590	10,08	14,5	4,42	1293					
6	Water Injection mandrel (2763-2771)		2747	10,08	14,47	4,39	1293	0	0,0			
	2713	2726	13									
	2730	2736	6				0	0	0,0	0,0	BT	
	2749	2759	10									
	2792	2799	7									
5	Water Injection mandrel (2834-2843)		2830	10,08	14,47	4,39	1293	882	68,2			
	2808	2818	10				882	882	68,2	30,4	MC	
	2821	2840	19									
4	Water Injection mandrel (2885-2894)		2882	10,3	24,12	13,82	411	154	11,9			
	2860	2870	10		130	216		154	154	11,9	15,4	MP
	2873	2878	5				0	0	0,0	0,0	MI	
	2909	2914	5				0	0	0,0	0,0	MI	
3	Water Injection mandrel (2966-2975)		2964	10,08	32,22	22,14	256	256	19,8			
	2940	2948	8				0	0	0,0	0	TE	
	2965	2979	14				256	256	19,8	18,3	MI	
	2991	3003	12				0	0	0,0	0,0	TE	
2	Water Injection mandrel (3033-3042)		3020	N/D	N/D	N/D	0	0	0,0			
	3011	3015	4				0	0	0,0	0,0	CERO FLUJO	
	3022	3030	8									
1	Water Injection mandrel (3121-3130)		-	N/D	N/D	N/D	0	0	0,0			
	3083	3088	5				0	0	0,0	0,0	*Fondo	
	3094	3100	6									
	3104	3117	13									
CERO FLUJO				N/D	N/D	0,0	0,0	0,0	0,0			

Variables:

ID Casing (in)	4,892
OD Tool (in)	1,4
OD tubing (in)	2,375
ID Tubing (in)	1,995
Espaciamiento 1 (in)	203

Fondo del Pozo	3036	ft
Setting Nipple #1	3162	ft
Setting Nipple #2	2621	ft
Caudal en Superficie	1300	BWPD
Presión en Superficie	1750	PSI

Observaciones:

- MI** Medida Indirecta: El caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos en el mandril
- PE** Poco Espaciamiento: El caudal de este intervalo no puede ser medido debido al poco espaciamiento entre intervalos o mandril e intervalos.
- DT** Dispersión del Trazador: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a que se observa una alta dispersión del trazador.
- DM** Distancia al Mandril: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a la excesiva distancia entre este y el mandril
- CI** Caudal Inconsistente: La medida realizada en esta estación muestra valores inconsistentes, por lo que se asigna el caudal de la valvula inmediatamente inferior/superior.
- BT** Baja Tasa: No se discretiza el intervalo debido a la baja tasa tomada por el mandril.
- TE** Tiempo de Espera: Se supera el tiempo estimado de espera y no se observa el trazador, se asigna un caudal de cero al intervalo.
- VS** Velocidades Similares: Debido a una velocidad de flujo similar en casing y tubing, no se puede discretizar el caudal tomado por el intervalo.
- MP** Metodo de Picos: El caudal se determino utilizando el metodo de picos
- MC** Metodo de Cruce: El caudal se determino utilizando el metodo de cruce.

ANEXO 5. Resultados AFT (Activation Flow Tool) Pozo Modelo CIRA 3.



AFT Activation Flow Tool Results

POZO: CIRA 3

FECHA: 01/11/2013




	Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Velocidad (Ft/m)	QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE	BWPD/Ft	Distribución
4	Water Mandril Injection			521,19	2254,60	159,20	7,10		
	3505,00	3510,00	5,00			159,20	7,10	31,84	1
	3564,00	3568,00	4,00			0,00	0,00	0,00	2
3	Water Mandril Injection			484,40	2254,60	1,60	0,10		
	3580,00	3586,00	6,00			0,00	0,00	0,00	3
	3591,00	3605,00	14,00			1,60	0,10	0,11	4
2	Water Mandril Injection			484,02	2093,80	183,70	8,10		
	3620,00	3624,00	4,00			0,00	0,00	0,00	5
	3649,00	3657,00	8,00			183,70	8,10	22,96	6
1	Water Mandril Injection			441,56	1910,10	1910,10	84,70		
	3738,00	3752,00	14,00			1910,10	84,70	136,44	7
	CERO FLUJO			N/D	0,0	0,0	0,0	0,0	

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,6875
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441


Setting Nipple #1	3465,2	in
Caudal Reportado	2800	BWPD
Presión en Superficie	1850	PSI

ANEXO 6. Resultados Trazador Radiactivo Pozo Modelo CIRA 3.



Colregistros
Empresa GPC

TRAZADORES RADIATIVOS
POZO: CIRA 3
11/20/2013



Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Profundidad Disparo/lectura (ft)	Tiempo inicial (Seg)	Tiempo final (Seg)	Tiempo (seg)	Q _{CRUCE} (BWPD)	Delta Q _{CRUCE} (BWPD)	% Q _{CRUCE}	BWPD/Ft	Observaciones	Distribución
CÁLCULO EN TUBERÍA			500	7,90	10,7	2,80	2267,26					
CÁLCULO EN TUBERÍA			3435	7,80	10,5	2,70	2351					
4	Water Mandril Injection (3485.9-3495.4 ft)		3458	7,90	10,6	2,70	2351	84	3,6			
	3.505	3.510	5	-	-	-	84	84	3,6	16,8	MI	1
	3.564	3.568	4	3458/3530	-	-	0	0	0,0	0	MP-TE	2
3	Water Mandril Injection (3594.3-3603.9 ft)		3572	7,70	10,5	2,80	2267	219	9,3			
	3.580	3.586	6	-	-	-	219	219	9,3	10,95	MC	3
	3.591	3.605	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Water Mandril Injection (3631.8-3641.4 ft)		3630	7,70	10,8	3,10	2048	2048	87,1			
	3.620	3.624	4	3630/3630	-	-	0	0	0,0	0	MP-TE	4
	3.649	3.657	8	-	-	-	2048	2048	87,1	256	MI	5
1	Water Mandril Injection (3763.4-3772.9 ft)		3750	7,60	-	0,00	0	0	0,0			
	3.738	3.752	14	-	-	-	0	0	0,0	0,00	CF-DT	6
CERO FLUJO			N/D	N/D	N/D	N/D	0,0	0,0	0,0	0,00		

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,4
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441
Espaciamiento 1 (in)	227
Espaciamiento 2(in)	76

Fondo del Pozo	3786 FT	ft
Setting Nipple #1	3465 FT	ft
Setting Nipple #2	3803 FT	ft
Caudal en Superficie	2.300 BWPD	BWPD
Presión en Superficie	1.900 PSI	PSI

Observaciones:

MI Medida Indirecta: El caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos en el mandril

PE Poco Espaciamiento: El caudal de este intervalo no puede ser medido debido al poco espaciamiento entre intervalos o mandril e intervalos.

DT Dispersión del Trazador: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a que se observa una alta dispersión del trazador.

DM Distancia al Mandril: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a la excesiva distancia entre este y el mandril

CI Caudal Inconsistente: La medida realizada en esta estación muestra valores inconsistentes, por lo que se asigna el caudal de la valvula inmediatamente inferior/superior.

BT Baja Tasa: No se discretiza el intervalo debido a la baja tasa tomada por el mandril.

TE Tiempo de Espera: Se supera el tiempo estimado de espera y no se observa el trazador, se asigna un caudal de cero al intervalo.

VS Velocidades Similares: Debido a una velocidad de flujo similar en casing y tubing, no se puede discretizar el caudal tomado por el intervalo.

MP Metodo de Picos: El caudal se determino utilizando el metodo de picos

MC Metodo de Cruce: El caudal se determino utilizando el metodo de cruce.

ANEXO 7. Resultados AFT (Activation Flow Tool) Pozo Modelo CIRA 4.



AFT Activation Flow Tool Results
 POZO: CIRA 4
 FECHA: 18/09/2013



	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Velocidad (Ft/m)	QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE	BWPD/Ft	Distribución
8	Water Mandril Injection			268,93	1163,30	10,10	0,90		
	2380,00	2390,00	10,00			5,00	0,40	0,50	1
	2432,00	2438,00	6,00			5,00	0,40	0,83	2
7	Water Mandril Injection			266,59	1153,20	28,10	2,40		
	2515,00	2520,00	5,00			28,10	2,40	5,62	3
	2524,00	2528,00	4,00			0,00	0,00	0,00	4
6	Water Mandril Injection			260,10	1125,20	6,90	0,60		
	2538,00	2543,00	5,00			0,00	0,00	0,00	5
	2550,00	2564,00	14,00			6,90	0,60	0,49	6
5	Water Mandril Injection			258,51	1118,30	337,40	29,00		
	2582,00	2601,00	19,00			0,00	0,00	0,00	7
	2605,00	2616,00	11,00			-163,10	-14,00		8
	2622,00	2632,00	10,00			500,50	43,00	50,05	9
4	Water Mandril Injection			180,52	780,90	343,70	29,50		
	2674,00	2678,00	4,00			-29,40	-2,50	-7,35	10
	2696,00	2702,00	6,00			373,10	32,10	62,18	11
3	Water Mandril Injection			101,06	437,20	1,80	0,20		
	2730,00	2742,00	12,00			1,80	0,20	0,15	12
2	Water Mandril Injection			100,65	435,40	-0,20	0,00		
	2769,00	2780,00	11,00			-0,20	0,00	-0,02	13
1	Water Mandril Injection			100,69	435,60	435,60	37,40		
	2828,00	2844,00	16,00			435,60	37,40	27,23	14
	CERO FLUJO			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,6875
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441

Setting Nipple #1	2329,9	in
Caudal Reportado	1160	BWPD
Presión en Superficie	520	PSI

ANEXO 8. Resultados Trazador Radiactivo Pozo Modelo CIRA 4.



TRAZADORES RADIACTIVOS
POZO: CIRA 4
8/31/2013



Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Profundidad Disparo/lectura (ft)	Tiempo inicial (Seg)	Tiempo final (Seg)	Tiempo (seg)	Q _{CRUCE} (BWPD)	Delta Q _{CRUCE} (BWPD)	% Q _{CRUCE}	BWPD/Ft	Observaciones	Distribucion
CÁLCULO EN TUBERÍA			500	7,59	11,93	4,34	1396					
CÁLCULO EN TUBERÍA			2.250	7,79	12,17	4,38	1384					
8	Water Injection mandrel (2403-2412)		2402	7,79	12,17	4,38	1384	37	2,7			
	2380	2390	10	-	-	-	1384	37	2,7	2,31	MC	1
	2432	2438	6	-	-	-						
7	Water Injection mandrel (2509-2518)		2505	7,59	12,09	4,5	1347	110	7,9			
	2515	2520	5	-	-	-	1347	110	7,9	12,22	MC	2
	2524	2528	4	-	-	-						
6	Water Injection mandrel (2551-2560)		2550	8,09	12,99	4,9	1237	151	10,9			
	2538	2543	5	2550/2550	-	-	1237	51	3,7	10,20	MI	3
	2550	2564	14	-	210,41	270,83	1186	100	7,2	7,14	MP	4
5	Water Injection mandrel (2605-2614)		2605	7,89	13,47	5,58	1086	0	0			
	2582	2601	19	-	-	-	0	0	0	0	BT	5
	2605	2616	11	-	-	-						
	2622	2632	10	-	-	-						
4	Water Injection mandrel (2675-2684)		2674	8,09	13,67	5,58	1086	576	41,6			
	2674	2678	4	-	-	-	1086	576	41,6	144	MI	6
	2696	2702	6	2674/2695	-	-	0	0	0	0	MP,TE	7
3	Water Injection mandrel (2729-2738)		2726	7,89	19,77	11,88	510	27	1,9			
	2730	2742	12	-	-	-	510	27	1,9	2,25	BT	8
2	Water Injection mandrel (2774-2783)		2770	8,09	20,63	12,54	483	15	1,1			
	2769	2780	11	-	-	-	483	15	1,1	1,36	BT	9
1	Water Injection mandrel (2838-2847)		2830	7,69	20,63	12,94	468	468	33,8			
	2828	2844	16	-	-	-	468	468	33,8	29,25	MC	10
	CERO FLUJO		2890	N/D	N/D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	CF	0,0

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,4
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441
Espaciamiento 1 (in)	216,7
Espaciamiento 2(in)	44,7

Fondo del Pozo	2923 FT	ft
Setting Nipple #1	2320 FT	ft
Setting Nipple #2	2937 FT	ft
Caudal en Superficie	1320	BWPD
Presión en Superficie	500	PSI

Observaciones:

- MI** Medida Indirecta: El caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos en el mandril
- PE** Poco Espaciamento: El caudal de este intervalo no puede ser medido debido al poco espaciamento entre intervalos o mandril e intervalos.
- DT** Dispersión del Trazador: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a que se observa una alta dispersión del trazador.
- DM** Distancia al Mandril: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a la excesiva distancia entre este y el mandril
- CI** Caudal Inconsistente: La medida realizada en esta estación muestra valores inconsistentes, por lo que se asigna el caudal de la valvula inmediatamente inferior/superior.
- BT** Baja Tasa: No se discretiza el intervalo debido a la baja tasa tomada por el mandril.
- TE** Tiempo de Espera: Se supera el tiempo estimado de espera y no se observa el trazador, se asigna un caudal de cero al intervalo.
- VS** Velocidades Similares: Debido a una velocidad de flujo similar en casing y tubing, no se puede discretizar el caudal tomado por el intervalo.
- MP** Metodo de Picos: El caudal se determino utilizando el metodo de picos
- MC** Metodo de Cruce: El caudal se determino utilizando el metodo de cruce.

ANEXO 9. Resultados AFT (Activation Flow Tool) Pozo Modelo CIRA 5.



AFT Activation Flow Tool Results
 POZO: CRIRA 5
 FECHA: 22/10/2014



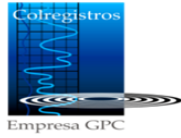
Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Velocidad (Ft/m)	QCRUCE (BWPD)	Delta QCRUCE (BWPD)	% QCRUCE
Water Mandril Injection			185,11	800,80	76,10	9,50
12	1225,00	1237,00	12,00	800,80	76,10	9,50
	1250,00	1260,00	10,00			
	1266,00	1281,00	15,00			
Water Mandril Injection			167,51	724,60	10,70	1,30
11	1301,00	1316,00	15,00	724,60	10,70	1,30
	1347,00	1354,00	7,00			
Water Mandril Injection			165,03	713,90	66,00	8,20
10	1383,00	1391,00	8,00	713,90	66,00	8,20
	1396,00	1409,00	13,00			
	1412,00	1414,00	2,00			
	1418,00	1432,00	14,00			
	1437,00	1440,00	3,00			
Water Mandril Injection			149,77	647,90	59,40	7,40
9	1465,00	1470,00	5,00	647,90	59,40	7,40
	1475,00	1491,00	16,00			
Water Mandril Injection			136,05	588,50	200,40	25,00
8	1502,00	1520,00	18,00	588,50	200,40	25,00
	1531,00	1539,00	8,00			
	1542,00	1551,00	9,00			
Water Mandril Injection			89,73	388,20	89,00	11,10
7	1636,00	1639,00	3,00	388,20	89,00	11,10
	1641,00	1649,00	8,00			
Water Mandril Injection			69,15	299,10	8,40	1,00
6	1734,00	1744,00	10,00	299,10	8,40	1,00
	1749,00	1755,00	6,00			
	1766,00	1769,00	3,00			
	1781,00	1784,00	3,00			
	1790,00	1793,00	3,00			
	1794,00	1798,00	4,00			
Water Mandril Injection			67,21	290,80	6,40	0,80
5	1815,00	1817,00	2,00	290,80	6,40	0,80
	1840,00	1850,00	10,00			
Water Mandril Injection			65,73	284,40	161,60	20,20
4	1909,00	1918,00	9,00	284,40	161,60	20,20
Water Mandril Injection			28,37	122,70	3,50	0,40
3	1930,00	1931,00	1,00	122,70	3,50	0,40
	1933,00	1937,00	4,00			
Water Mandril Injection			27,56	119,20	119,20	14,90
2	1990,00	2004,00	14,00	119,20	119,20	14,90
	2030,00	2038,00	8,00			
	2046,00	2050,00	4,00			
Water Mandril Injection			0,00	0,00	0,00	0,00
1	2109,00	2113,00	4,00	0,00	0,00	0,00
	2120,00	2123,00	3,00			
CERO FLUJO			0,00	0,00	0,00	0,00

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,6875
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441

Caudal Reportado	800 BWPD
Presión en Superficie	900PSI

ANEXO 10. Resultados Trazador Radiactivo Pozo Modelo CIRA 5.



**TRAZADORES RADIATIVOS
POZO: CIRA 5
9/8/2014**



Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Profundidad Disparo/lectura (ft)	Tiempo inicial (Seg)	Tiempo final (Seg)	Tiempo (seg)	Q _{CRUCE} (BWPD)	Delta Q _{CRUCE} (BWPD)	% Q _{CRUCE}	BWPD/Ft	Observaciones	Distribución
CALCULO EN TUBERIA			500	6,8	12,2	5,4	889					
CALCULO EN TUBERIA			1150	7,4	12,8	5,4	889					
12	Water inyección mandrel (1279.5-1289.1 ft)		1266	7,8	13,2	5,4	889	0	0,0		MC	
	1225	1237	12									1
	1250	1260	10					0	0,0	0,0	MI	
	1266	1281	15									
11	Water inyección mandrel (1350.1-1359.7 ft)		1346	6,1	11,5	5,4	889	89	10,0		MC	
	1301	1316	15	1346/1346	N/D	N/D	0	0	0,0	0,0	MP	2
	1347	1354	7	-	-	-	-	89	10,0	12,7	MI	3
10	Water inyección mandrel (1433.7-1443.2 ft)		1430	6,7	12,7	6	800	73	8,2		MC	
	1383	1391	8									
	1396	1409	13									
	1412	1414	2					73	8,2	1,8	MI	4
	1418	1432	14									
	1437	1440	3									
9	Water inyección mandrel (1482-1491.5 ft)		1480	7,6	14,2	6,6	727	182	20,5		MC	
	1465	1470	5									
	1475	1491	16					182	20,5	8,7	MI	5
8	Water inyección mandrel (1546.4-1556 ft)		1530	8,7	17,5	8,8	545	382	43,0		MC	
	1502	1520	18	1530/1530	130	208	78	167	18,8	9,3	MP	6
	1531	1539	8									
	1542	1551	9					215	24,2	12,6	MI	7
7	Water inyección mandrel (1643.8-1653.4 ft)		1640	9,6	39,1	29,5	163	11	1,2		MC	
	1636	1639	3									
	1641	1649	8					11	1,2	1,0	MI	8
6	Water inyección mandrel (1787.3-1796.9 ft)		1780	8,5	40,1	31,6	152	0	0,0		MC	
	1734	1744	10									9
	1749	1755	6									
	1766	1769	3									
	1781	1784	3									
	1790	1793	3									
	1794	1798	4									
5	Water inyección mandrel (1849.5-1859.1 ft)		1840	7,8	39,3	31,5	152	31	3,5		MC - BT	
	1815	1817	2									10
	1840	1850	10					31	3,5	2,6	MI	
4	Water inyección mandrel (1907.3-1916.9 ft)		1906	6,7	46,3	39,6	121	60	6,7		MC	
	1909	1918	9									11
3	Water inyección mandrel (1932.6-1942.2 ft)		1932	6,5	85,6	79,1	61	61	6,9		MC	
	1930	1931	1									12
	1933	1937	4					61	6,9	12,2	MI	
2	Water inyección mandrel (2042.4-2051.9 ft)		2040	N/D	N/D	N/D	0	0	0,0		MC - TE	
	1990	2004	14									13
	2030	2038	8									
	2046	2050	4									
1	Water inyección mandrel (2115.6-2125.2 ft)		2112	N/D	N/D	N/D	0	0	0,0		MC - TE	
	2109	2113	4									14
	2120	2123	3									
CERO FLUJO			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Variables:

ID Casing (in)	6,276
OD Tool (in)	1,4
OD tubing (in)	2,875
ID Tubing (in)	2,441
Espaciamiento 1 (in)	171,64
Espaciamiento 2(in)	60

Fondo del Pozo	2155,9	ft
Setting Nipple #1	2155,9	ft
Setting Nipple #2	1188,4	ft
Caudal en Superficie	880	BWPD
Presión en	900	PSI

Observaciones:

- MI** Medida Indirecta: El caudal tomado por este intervalo no fue determinado por medición directa, sino por diferencia entre los caudales correspondientes medidos en el mandril
- PE** Poco Espaciamento: El caudal de este intervalo no puede ser medido debido al poco espaciamento entre intervalos o mandril e intervalos.
- DT** Dispersión del Trazador: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a que se observa una alta dispersión del trazador.
- DM** Distancia al Mandril: El caudal tomado por este intervalo no puede ser determinado debido a la excesiva distancia entre este y el mandril
- CI** Caudal Inconsistente: La medida realizada en esta estación muestra valores inconsistentes, por lo que se asigna el caudal de la valvula inmediatamente inferior/superior.
- BT** Baja Tasa: No se discretiza el intervalo debido a la baja tasa tomada por el mandril.
- TE** Tiempo de Espera: Se supera el tiempo estimado de espera y no se observa el trazador, se asigna un caudal de cero al intervalo.
- VS** Velocidades Similares: Debido a una velocidad de flujo similar en casing y tubing, no se puede discretizar el caudal tomado por el intervalo.
- MP** Metodo de Picos: El caudal se determino utilizando el metodo de picos
- MC** Metodo de Cruce: El caudal se determino utilizando el metodo de cruce.