

**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 RADIOACTIVOS.**

**OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.
PRÁCTICA EMPRESARIAL**

JOEL GARZÓN CAMACHO

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

2009

**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 RADIOACTIVOS.**

JOEL GARZÓN CAMACHO

**Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial para optar al título
de INGENIERO DE PETRÓLEOS**

TUTOR ECOPETROL-OXY

ZULMA LISSETTE WAGNER

Ingeniera de Inyección

Equipo Integrado ECOPETROL-OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC.

TUTOR UIS

CLAUDIA LORENA DELGADILLO

Ingeniera de Petróleos

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

2009

DEDICATORIA

A DIOS por su gran misericordia, por guiarme día a día y darme la fortaleza suficiente para cumplir todas mis metas.

Al Profeta William Branham, por traernos el mensaje de la hora y permitirnos salir de las tinieblas de esta edad oscura.

A mi madre Diocelina, por su amor, por su apoyo constante, por su incondicionalidad y por irradiar en mí esa fortaleza que solo tienen los grandes luchadores de la vida.

A mi padre Silverio por confiar en mí, por su gran ejemplo, por darme aliento cuando lo he necesitado, por regalarme siempre una sonrisa, por sentirse orgulloso de mí siempre.

A mis hermanos Sandra, Stella, Silverio, Oscar y Nilson, por su cariño, por su apoyo y su complicidad, porque sé que cuento con ellos incondicionalmente.

A mis sobrinas Everin y Sigrith por ser fuente de motivación para alcanzar mis metas.

A toda mi familia que siempre ha estado apoyándome y brindándome esa voz de aliento en todos mis pasos por la universidad y por la vida.

A Lorena Giraldo, por su gran apoyo y amistad incondicional en esta etapa de mi vida.

A todos mis amigos, por estar siempre acompañándome y brindándome su amistad.

Joel Garzón Camacho.

AGRADECIMIENTOS

A La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por contribuir de manera directa en mi formación profesional.

A La Empresa Occidental de Colombia, Inc, por permitir realizar mi trabajo en modalidad práctica empresarial en el Campo La Cira-Infantas, y haberme enseñado el verdadero modelo de laboriosidad que se requiere en toda compañía.

A la Ingeniera Zulma Lissette Wagner, por su incondicional apoyo como directora del trabajo realizado, con especial aprecio, a ella mil gracias.

A la Ing. Claudia Lorena Delgadillo, por su apoyo y colaboración como asesora del proyecto por parte de la Universidad.

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM), por haberme permitido ser miembro del gran Equipo Integrado que se tiene, en cabeza del Ing. Samuel Fernando Muñoz y los demás Ingenieros.

A los Ingenieros Aldo Cáliz, Carlos Álvarez, Juan Manuel Gómez, Jorge Mantilla, Javier Lesmes, Carlos Pineda, Raquel Gordillo, Manfredo Kleber, por sus oportunas sugerencias para el desarrollo del trabajo.

A Jenny por su apoyo incondicional en los momentos más difíciles, por su colaboración y por su valiosa amistad.

A mis compañeros y amigos de la Universidad Industrial de Santander con quienes compartí durante todo este tiempo, permitiéndome aprender de ellos, y que ellos aprendieran junto a mi.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.....	5
1.1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.....	5
1.2. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.	5
1.3 GEOLOGÍA.....	10
1.3.1 Modelo estratigráfico del campo la cira-infantas.	10
1.3.1.1 Secuencia precretácea.....	10
1.3.1.2 Secuencia cretácea.....	12
1.3.1.2 Secuencia terciaria.....	15
1.3.2 Modelo estructural campo La Cira-Infantas.	19
1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.....	23
1.4.1 Caracterización del crudo del campo la cira-infantas.....	23
1.4.2 Caracterización del agua de formación.	24
1.4.3 Propiedades petrofísicas.....	26
1.4.4 Área de estudio.....	27
2. GENERALIDADES DE LOS TRAZADORES RADIOACTIVOS.....	32
2.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	32
2.1.1 Factores que controlan el recobro por inyección de agua.	33
2.2 TRAZADORES.....	41
2.2.1 Trazadores de agua y gas.....	42

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS TRAZADORES.	43
2.3.1 Trazadores químicos.....	43
2.3.2 Trazadores de partición.....	44
2.3.3 Trazadores Radioactivos.....	45
2.4 APLICACIÓN DE LOS TRAZADORES RADIOACTIVOS.	45
2.4.1 Trazadores radioactivos naturales.....	46
2.4.2 Trazadores Radioactivos Artificiales.....	46
2.5 UTILIDAD DE LOS TRAZADORES RADIOACTIVOS.	48
2.5.1 Principio del trazador ideal	49
2.5.2 Generalidades del material Radioactivo.	50
2.6 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA LA TOMA DEL REGISTRO TRAZADOR.	52
2.7 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRIDA DEL REGISTRO TRAZADOR.	53
2.8 CALCULO DEL CAUDAL DE AGUA MEDIANTE EL USO DEL TRAZADOR RADIOACTIVO.	57
2.9 OBTENCIÓN DEL PERFIL DE INYECCIÓN.....	58
3. METODOLOGÍA	59
3.1 EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE. ..	59
3.1.1 Recopilación de trazadores radioactivos en el campo La Cira Infantas.	60
3.1.2 Eventos	67
3.1.3 Datos Geológicos (Marcadores).....	67
3.1.4 Estados Mecánicos.	67
3.1.5 Historia de Produccion (Petroleo, Agua y Gas) e Inyeccion de agua.	68
3.2 SARTAS SELECTIVAS.	69

3.2.1 Seguimiento operaciones de Slickline en sartas selectivas.	74
3.2.2 Resultados Seguimiento Operaciones de Slickline en Sartas Selectivas.....	76
3.3 DISTRIBUCIÓN VERTICAL Y TRAZADORES	77
3.4 METODOLOGÍA DISTRIBUCIÓN DE LOS TRAZADORES.....	78
4. APLICACIÓN SECTOR DEL ÁREA 3W DEL CAMPO LCI.	82
4.1 SECTOR DE ANÁLISIS.....	82
4.1.2 Ejemplo Pozo X2.....	86
4.2 RESUMEN COMPORTAMIENTOS INYECCIÓN SECTOR DE ANÁLISIS. 101	
4.2.1 Volúmenes porosos inyectados por unidad para el sector de estudio.	103
4.2.2 Inyectividad Área de Estudio.	104
4.3 ANÁLISIS DE LA RESPUESTA A LA INYECCIÓN, PATRÓN X2.....	105
CONCLUSIONES.....	112
RECOMENDACIONES	114
BIBLIOGRAFÍA.....	116
ANEXO A.	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del Campo La Cira-Infantas.....	6
Figura 2. Columna Estratigráfica general para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	11
Figura 3. Modelo Estructural actual para el Campo La Cira-Infantas.	21
Figura 4. Sección sísmica, orientada Este-Oeste, a través de la Estructura La Cira.....	22
Figura 5. Sección sísmica a través de Infantas.....	22
Figura 6. Comparación entre las áreas antiguas y las actuales.	28
Figura 7. Ubicación del Área Cira Sur.....	29
Figura 8. Comportamiento histórico de inyección en el Área Cira Sur.	30
Figura 9. Factor de Recobro en términos de las tres Eficiencias.	36
Figura 10. Desplazamiento en sistemas de permeabilidad variable.....	40
Figura 11. Perfil de inyección obtenido mediante una prueba de trazador. ..	48
Figura 12. Sonda para toma de trazador.	54
Figura 13. Estaciones para toma de perfil de inyección.....	56
Figura 14. Trazadores Histórico por áreas, Campo La Cira Infantas entre 1958-1997.	63
Figura 15. Trazadores Histórico por áreas Campo La Cira-Infantas, Años 1998-2009.	65
Figura 16. Numero de Trazadores Histórico por áreas Campo La Cira-Infantas, a septiembre de 2009.	66
Figura 17. Completamiento Sencillo y Selectivo para un pozo Inyector.	70
Figura 18. Mandril de Inyección.....	72
Figura 19. Sartas Selectivas del Campo La Cira Infantas por Áreas.....	73

Figura 20. Forma de distribuir los valores de los trazadores en la inyección.	79
Figura 21. Distribución de trazadores en presencia de eventos.	81
Figura 22. Patrones de inyección pertenecientes al área de estudio.	83
Figura 23. Perfiles de inyección Pozo X2.....	91
Figura 24. Acumulado de agua inyectada por subunidad, pozo X2	97
Figura 25. Volúmenes porosos inyectados por subunidad, pozo X2.....	99
Figura 26. Acumulado de inyección por patrón. Área de Estudio (bwi).	103
Figura 27. Histórico de Producción Pozo L2 Vs Inyección pozos X2 y X4. .	107
Figura 28. Histórico de Producción Pozo L3.	108
Figura 29. Producción histórica pozo L4 vs Inyección pozos X2 y X3.....	109

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Inicio de la inyección por áreas.....	8
Tabla 2. Formaciones, Zonas, Arenas y Unidades Genéticas de la Secuencia Terciaria del Campo La Cira-Infantas.	20
Tabla 3. Propiedades del Crudo del Campo La Cira-Infantas.	23
Tabla 4. Análisis SARA del crudo de la zona C - Campo La Cira.	24
Tabla 5. Composición del agua de Formación, Infantas.	25
Tabla 6. Composición del agua de Formación, La Cira.	25
Tabla 7. Promedios Petrofísicos por Yacimiento.....	27
Tabla 8. Pozos existentes en el área Cira Sur.	31
Tabla 9. Trazadores Histórico por años para el Campo La Cira-Infantas entre 1958-1997.	62
Tabla 10. Numero de Trazadores Histórico por años Campo La Cira Infantas entre 1998-2009.	64
Tabla 11. Trazadores Histórico por áreas, Campo La Cira-Infantas, Años 1998-2009.	65
Tabla 12. Numero de Trazadores Histórico por áreas Campo La Cira-Infantas, a septiembre de 2009.	66
Tabla 13. Numero de Sartas selectivas por área para el Campo La Cira-Infantas.....	73
Tabla 14. Configuración actual de las sartas selectivas del campo.	77
Tabla 15. Tipo de Sarta de Inyección, Pozos inyectoras, área de estudio, 3W del Campo La Cira-Infantas.....	84
Tabla 16. Pozos Patronas de Inyección, Área de estudio.	85
Tabla 17. Eventos principales Pozo X2.	86
Tabla 18. Marcadores Pozo X2.	87

Tabla 19. Intervalos Cañoneados Pozo X2.....	88
Tabla 20. Espesores Efectivos por Unidades y Subunidades pozo X2.	88
Tabla 21. Trazadores Pozo X2, Sarta Sencilla.	89
Tabla 22. Trazadores Pozo X2, Sarta Selectiva.....	89
Tabla 23. Distribución Histórica de Trazadores por Unidades. Sarta Sencilla Pozo X2.....	90
Tabla 24. Distribución Histórica de Trazadores por Unidades. Sarta Selectiva Pozo X2.....	90
Tabla 25 . Comportamiento histórico inyección por unidad desde 06/01/2006 a 08/01/2009.	93
Tabla 26. Inyección mensual Pozo X2.	94
Tabla 27. Inyección histórica mensual por unidad Pozo X2.....	95
Tabla 28. Acumulado Agua inyectada por arena.	96
Tabla 29. Cálculo de los volúmenes porosos Inyectados. Pozo X2.	98
Tabla 30. Acumulado de inyección completamiento Sarta Sencilla Vs Sarta Selectiva.....	100
Tabla 31. Promedio de inyección por pie para cada una de las unidades...101	
Tabla 32. Volúmenes acumulados de agua inyectada por subunidades.....102	
Tabla 33. Inyección acumulada por unidad para todos los patrones del área en estudio.....	102
Tabla 34. Volúmenes porosos inyectados por unidad.....	104
Tabla 35. Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo al histórico de trazadores.	105

RESUMEN

TÍTULO: 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 RADIOACTIVOS*.

AUTOR: JOEL GARZÓN CAMACHO**.

PALABRAS CLAVE: Inyección de Agua, Campo La Cira-Infantas, distribución de la inyección, trazadores radioactivos.

DESCRIPCIÓN:

La Cira-Infantas es un campo el cual ha estado inyectando agua por más de 50 años, sin embargo en ciertas zonas debido a las características físicas del yacimiento, el proceso de inyección no ha sido efectivo y aún se encuentran zonas no drenadas; por tal razón es necesario realizar estudios enfocados a localizar dichas zonas, y determinar la factibilidad de implementar acciones que permitan mejorar el drenaje y aumentar el factor de recobro en el campo.

El proceso de inyección de agua puede ser optimizado mediante la utilización de los trazadores radioactivos; su implementación en campo constituye una herramienta esencial para obtener información necesaria para analizar el comportamiento vertical de la inyección en cualquier etapa de un proyecto, y por ende tomar acciones que permitan mejorar la eficiencia vertical de la inyección en el yacimiento, buscando que el agua se distribuya uniformemente por todas las zonas, y desplace al petróleo hacia los pozos productores generando un mejor barrido y con ello una mayor rentabilidad.

En este trabajo se presenta una metodología de aplicación de los trazadores radioactivos, con el fin de analizar la distribución de la inyección de agua en el Campo La Cira-Infantas mediante la recopilación, validación e integración de información básica del campo como el histórico de eventos, historia de inyección y producción, petrofísica e historia de trazadores con el fin de analizar comportamientos de inyección por unidad y eficiencia de los patrones de inyección, con el objetivo de optimizar la inyección en el campo.

* Tesis de grado

** Ingenierías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos, WAGNER, Zulma L.; DELGADILLO
Claudia L.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF DISTRIBUTION AND EFFICIENCY WATERFLOODING IN A SECTOR OF THE CIRA INFANTAS FIELD THROUGH RADIOACTIVE TRACERS*.

AUTHOR: JOEL GARZÓN CAMACHO**.

KEYWORDS: Waterflooding, the Cira Infantas Field, injection distribution, radioactive tracers.

DESCRIPTION:

The Cira-Infantas is a Field which has been under water injection for over 50 years, but due to the physical properties of some areas of the reservoir, this process has not been so effective, as a results, it is plenty of areas have not drained yet; for that reason it is necessary to carry out studies approaching to localize these areas and determine the possibility of the implementation of programs in order to improve drainage an increase the recovery factor of the field.

The water injection process can be optimized through the use of radioactive tracers, their implementation in the field is an essential tool for getting information needed to analyze the vertical behavior of injection at any stage of a project, and thus take actions in order to improve the vertical efficiency of injection in the reservoir, searching that water is distributed evenly throughout all zones, and move the oil toward producing wells generating a better sweep and therefore a higher profitability.

This job presents a methodology for the application of radioactive tracers in order to analyze the distribution of water injection in La Cira-Infantas field through the collection, validation and integration of basic information such as historic field event, injection and production history, petro physics and tracers history in order to analyze injection behaviors by unity and injection patterns efficiency, with the objective of optimize the injection into the field.

* Undergraduate Thesis

** Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering, WAGNER, Zulma L. ;DELGADILLO
Claudia L.

INTRODUCCIÓN

Varios procesos complejos y sofisticados de recobro mejorado han sido desarrollados a través de los años en un esfuerzo de recuperar las grandes reservas de aceite que han quedado atrapadas por la ineficiencia de los mecanismos primarios de recuperación. Muchos de estos procesos tienen el potencial de recuperar más petróleo que la inyección de agua en un yacimiento. Sin embargo no hay ningún proceso que tenga la aplicabilidad que tiene la inyección de agua.

Las primeras razones por las que la inyección de agua es el proceso más usado en la recuperación de petróleo son la disponibilidad general del agua, bajo costo comparado con otros líquidos de inyección, facilidad para inyectar el agua en la formación y la alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite. Sin embargo, este método presenta pobre respuesta de la producción secundaria cuando existe canalización, lenticularidad de las arenas y hay presencia de arcillas hidratables y migratorias, que causan el represionamiento en pozos inyectores y poca respuesta en pozos productores, por estas razones antes de implementar este método se debe aplicar un completo e integrado estudio de las áreas de ingeniería y geología que describan el yacimiento.

En cada una de las operaciones que se llevan a cabo en la industria del petróleo, es indispensable contar con herramientas que proporcionen información al ingeniero, y que le permitan apreciar el comportamiento de los procesos y su efecto inmediato ante el objetivo propuesto, para de esta forma evaluar el desempeño del proyecto. La inyección de agua no es la excepción, por ello se requieren herramientas que le permitan realizar un óptimo monitoreo de la inyección facilitando la interpretación del proceso.

Las pruebas de trazadores radioactivos son herramientas útiles en campo, ya que permiten estimar los perfiles de inyección y comportamientos de inyección característicos del yacimiento, por ello brindan información indispensable para el análisis y monitoreo de la inyección, a partir de su análisis 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 inyección y obtener los perfiles deseados.

La clave del éxito en la utilización de los trazadores implica establecer una buena descripción del yacimiento, que a su vez permita la localización de zonas que han sido pobremente barridas y la integración tanto de las propiedades estáticas de yacimiento como del comportamiento de la inyección, para así definir acciones que permitan optimizar la distribución vertical de la inyección a través de todas las zonas, generando mayor viabilidad económica en el proyecto de inyección. En este propósito las pruebas de trazadores constituyen una alternativa de gran utilidad con miras a establecer prácticas que logren la caracterización del yacimiento cuando se implementan proyectos de recuperación secundaria y terciaria por inyección de agua.

El proyecto realizado como labor principal dentro del desarrollo de la práctica empresarial con la compañía Occidental de Colombia, Inc., propone el desarrollo de una metodología integrada que permite realizar un óptimo monitoreo de las operaciones de inyección de agua en el campo La Cira Infantas mediante la integración de las pruebas de trazadores radioactivos

en los pozos inyectoros con información característica del campo, logrando realizar un seguimiento de las condiciones actuales de la inyección en los pozos, para analizar la distribución de la inyección de agua, con el fin de identificar las unidades geológicas que han aportado mayor o menor producción de aceite o agua, aquellas zonas ladronas, arenas con alto prospecto de reservas a explorar, asimismo recomendar estimulaciones y aislamiento de zonas, al igual que la posible reactivación de aquellos pozos que se encuentren cerrados, o la perforación de nuevos pozos.

La metodología a emplear para el desarrollo del proyecto, inicialmente consiste en un estudio de conceptos básicos concernientes a los temas a tratar tales como: conocimiento general del campo La Cira Infantas, así como del área de estudio para nuestro caso el área 3W, en esta fase también se cubrirá un conocimiento general de la inyección de agua, así como también se estudiarán las generalidades de las pruebas de trazadores radioactivos con el fin de evaluar la inyección de agua en el campo. Luego de tener las bases teóricas, se procede a hacer una recopilación, clasificación y control de calidad de la información necesaria para evaluar la distribución de la inyección de agua en el campo, entre esta información se resaltan: historias de producción e inyección para los pozos del área de estudio, información de propiedades de roca y fluidos, información de topes y bases para cada una de las subunidades geológicas de los pozos, eventos de reacondicionamiento de pozos, cierres, aperturas y estimulaciones de zonas, recopilación de estados mecánicos, Seguimiento operaciones de Slickline, información histórica de registros trazadores para los pozos inyectoros, toda la anterior información permitirá desarrollar la metodología de evaluación de la distribución de la inyección en el campo LCI, para posteriormente trabajar la metodología de integración de los trazadores radioactivos con información general del campo con el fin de garantizar un éxito en el proyecto de inyección, y finalmente se trabaja en un sector

específico del campo, donde se analiza la distribución de la inyección mediante la integración de todo lo anterior con el fin de definir acciones que permitan optimizar los patrones de inyección.

El estudio está enfocado al área Cira Sur del Campo La Cira-Infantas, sin embargo el análisis se centra principalmente en un sector del área 3W, por ser éste uno de los de mayor potencial, así como una de las áreas que más ha estado influenciada por el método de recobro secundario por inyección de agua. Finalmente, partiendo de los resultados obtenidos se podrá analizar como ha sido el comportamiento de la distribución de la inyección de agua en el área de estudio con el fin de detectar posibles zonas no barridas y que pueden generar potencial para extracción de hidrocarburos, así como también recomendar estimulaciones y aislamiento de zonas, todo lo anterior encaminado a optimizar la inyección en el campo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.

1.1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.

El campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la parte central de la antigua Concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 22 Km. al sur-este de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 Km. al NW de Santa Fé de Bogotá (**Figura 1**). El campo abarca un área de aproximadamente 160 Km².

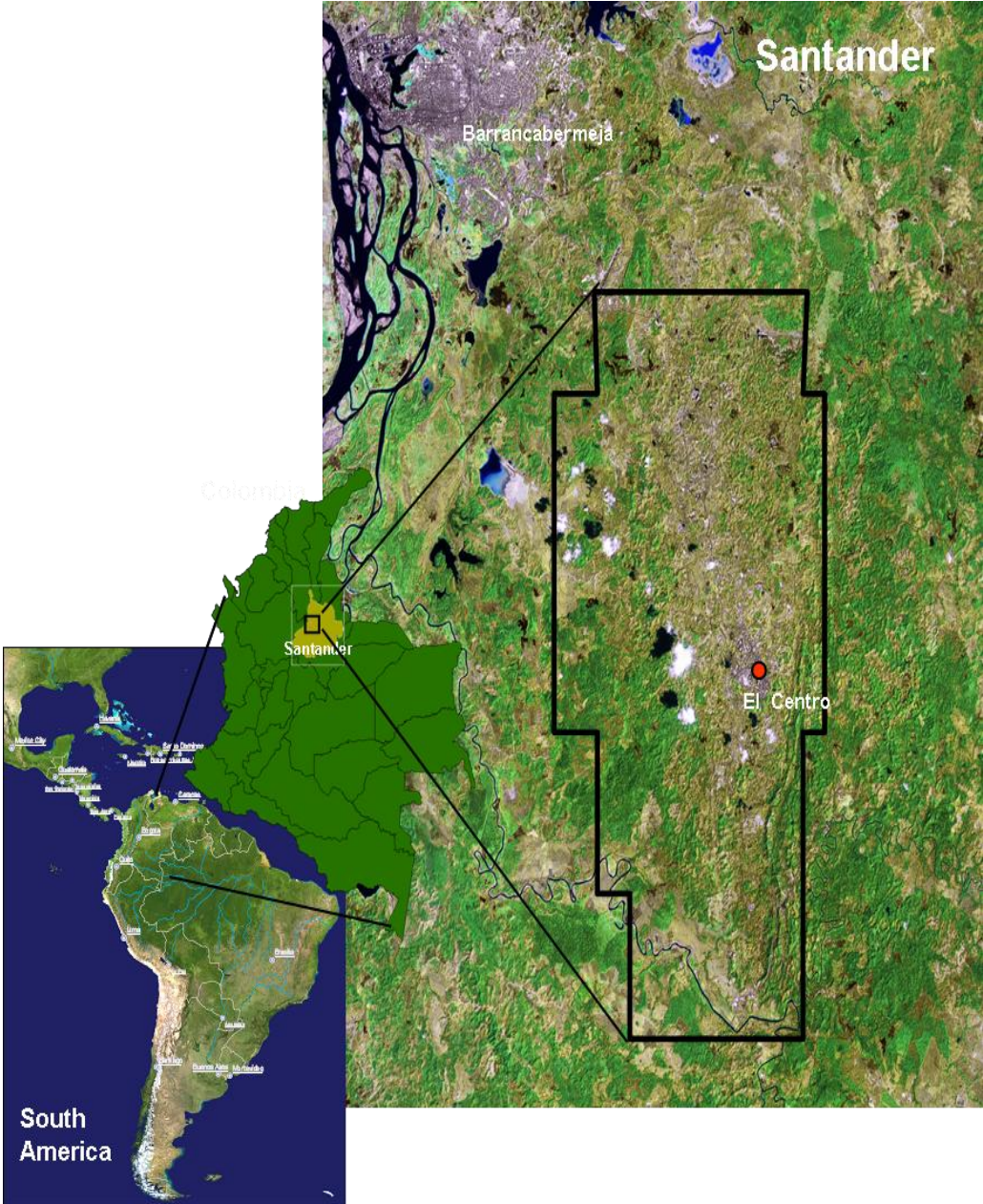
1.2. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.

El pozo Infantas 2 considerado como el pozo descubridor del campo fue completado el 27 de abril de 1918 en la zona C, a una profundidad de 1580' con una producción de 800-1000 Bpd.¹ En 1920 la Standard Oil (Tropical Oil Company) adquirió la Concesión de Mares y mantuvo su explotación hasta el 25 de Agosto de 1951 cuando la concesión revirtió a la nación y su manejo pasó a Ecopetrol. A comienzos de febrero de 1925, se inicia la perforación del pozo LC58, el cual es completado en la zona "A" y comprueba la existencia del anticlinal de la Cira. En este mismo año, se descubren las arenas "116" de la zona "A" mediante la perforación del pozo LC116. El pozo LC125 es el primer pozo productor de zona B y es también considerado como el descubridor de la zona C en la estructura de la Cira, el pozo fue completado en julio de 1926 con una producción inicial de 2350 Bpd.

En 1926 la Andian terminó la construcción del oleoducto entre El Centro y el puerto de Mamonal en la costa norte, lo cual permitió continuar con el

¹ ECOPETROL-ICP. "Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas". 1999.

Figura 1. Ubicación del Campo La Cira-Infantas.



Fuente: Informe Técnico LCI, Ecopetrol, 2005.

desarrollo del campo y es así como en 1931 se considera completo el desarrollo de la zona "C" para la estructura de Infantas, con un espaciamiento promedio de 11 acres. Entre 1930 y 1932 se desarrolla la zona "B" completándose 23 pozos y se profundizan 111 pozos de zona "C". En 1947 se suspende la perforación en la estructura de La Cira, habiéndose perforado 857 pozos con un espaciamiento promedio de 14 acres.

Ecopetrol perfora 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 han perforado en todo el campo 400 pozos adicionales para el desarrollo secundario de la zona C. A septiembre de 2009, en el campo habían 781 pozos productores activos y 234 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), al igual que el bombeo por cavidades progresivas (121 pozos) y el bombeo electrosumergible (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 inyectoros 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 inyectoros, 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, desarrollándose como se muestra en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Inicio de la inyección por áreas.

AREA	AÑO DE INICIO	PATRÓN DE INYECCIÓN
3E	1965	Líneas alternas
4-5-6	1969	7 puntos
02	1969	Líneas alternas
07	1970	7 puntos
LCN	1971-1982	Periférico/5 puntos

Fuente: Informe Técnico LCI, Ecopetrol, 2005.

En el campo se han realizado programas de inyección en otras zonas, que son descritas a continuación:

Zona “A”: Programa realizado en las arenas “58” en un sector del área 3W. Se inició en febrero de 1973 y finalizó en mayo de 1977, se inyectaron 2.4 Mbls de agua y se produjeron 56 Kbls secundarios. En noviembre de 1978 se reinicia la inyección, suspendida para un programa de reordenamiento y reducción de espaciamiento; el volumen de agua inyectado en esta segunda fase fue de 6.3 Mbls y con una producción secundaria de 375 Kbls. El programa se suspendió en septiembre de 1988.

Zona “B”: Se realizaron pilotos de inyección en las arenas “244”, “13” y “La Cira” del área 3W, que involucraron como pozos productores centrales a los pozos: LC-892, LC-762 y LC-853.

En 1974, se realizó un ensayo piloto de inyección de vapor en el pozo INF 152 sin éxito.

El campo ha estado en producción principalmente en las zonas A y B de La Cira, en las zonas B y C de Infantas y en la zona C de un sector de la parte alta de la estructura del Área 02 y en el Área 01 de La Cira. Secundariamente en el resto de la zona C de La Cira y en algunos pozos localizados en el sector norte de Infantas que han sido afectados por la inyección de agua en el área 07 de La Cira.

El Campo La Cira-Infantas alcanza su máxima producción en 1940, con una producción de 62000 Bpd. de petróleo. Actualmente, la producción promedio es de 26000 Bpd, con una inyección de agua promedio de 193000 Bwipd.

1.3 GEOLOGÍA.

1.3.1 Modelo estratigráfico del campo la cira-infantas.

El Campo La Cira-Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo tanto su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectónico-sedimentarios que le han impreso su morfología actual. En la **Figura 2** se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones que se encuentran en el registro sedimentario de los pozos en este campo.²

1.3.1.1 Secuencia precretácea.

➤ 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.

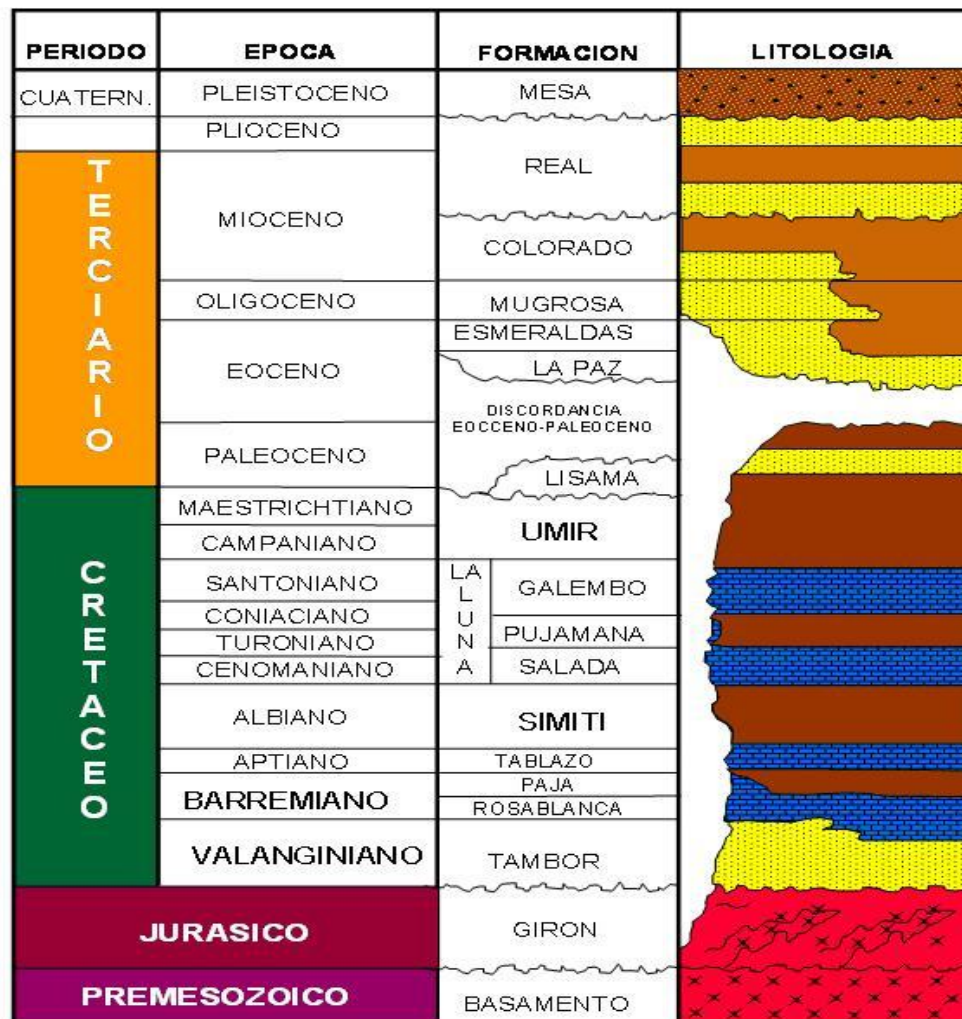
➤ Formación Girón.

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

² WARD Et AlI. PARK, DICKEY. “Boletín Geológico XXI, Geología de los Cuadrángulos H-12 y H-13”. Ingeominas. 2000.

campo pasan directamente del Terciario a la Formación Girón. Es la más antigua de las unidades sedimentarias perforadas en el campo y yace discordantemente sobre el basamento; está compuesta por areniscas rojizas y limolitas intercaladas. Ésta formación fue perforada por los pozos La Cira.

Figura 2. Columna Estratigráfica general para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



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

1.3.1.2 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).**

Descansa paraconforme sobre las capas rojas del Jurásico. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltáicas e intramareales. 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 Rosablanca.**

Fue depositada en una plataforma de carbonatos, está localizada en el costado occidental de la cuenca sedimentaria del Cretáceo temprano. Está compuesta por carbonatos y evaporitas. Fue perforada por los pozos La Cira-1085 e Infantas 1613, en éste último tiene un espesor aproximado de 900 pies. Tiene una relación estratigráfica transicional con la unidad inferior.

➤ **Formación Paja.**

Consiste de shales negros ligeramente calcáreos delgadamente laminados los cuales son ocasionalmente micáceos y limosos. Hacia la base, la

formación contiene concreciones de calizas y venas de calcita y las capas de calizas se vuelven más abundantes a medida que nos acercamos a la Formación Rosablanca. Esta formación es fácilmente reconocida por ser una espesa secuencia de shales entre las calizas de la Formación Rosablanca y Tablazo.

Su espesor en el pozo Infantas-1613 es de aproximadamente 500 pies y parece haber sido depositada en un ambiente de aguas más profundas que la Formación Rosablanca.

➤ **Formación Tablazo.**

Consiste de calizas masivas, shales calcáreos y margas, con predominio de las calizas hacia el tope de la Formación. Las calizas son café a café oscuro y grises, densa y dura, en algunos horizontes contiene pirita. En el pozo Infantas-1613 alcanza un espesor de aproximadamente de 800 pies. Esta formación se considera una roca fuente excelente y su potencial como roca almacenadora se limita a la permeabilidad de fracturas. La formación es gradacional con la Formación Simití que la suprayace.

➤ **Formación Simití.**

La formación consiste principalmente de shales y ocasionalmente de calizas y areniscas. La parte alta de la formación está compuesta principalmente por shales grises no calcáreos a ligeramente calcáreos, en algunas partes se encuentran escamas de pescados. Hacia la base de la formación el color del shale cambia a pardo y pardo grisáceo, igualmente el contenido de limo aumenta y ocasionalmente aparecen capas de shale calcáreo con algunas areniscas calcáreas de grano muy fino y glauconita. En el pozo Infantas-1613

esta formación alcanza un espesor de 2100 pies. A 400 pies por encima de la base de esta formación se encontró un horizonte calcáreo que produjo muestras de aceite de 44° API, razón por la cual fue correlacionado a través de la secuencia Cretácea con el nombre de Intrasimití.

➤ **Formación La luna.**

Es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesto de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Los miembros Galembó y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, mostrando fósiles de gasterópodos y escamas de pescado localmente. El miembro Salada fue probado productor por el pozo Infantas 1625.

➤ **Formación Umir.**

Esta unidad litoestratigráfica está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas principalmente en frentes de playa y bahías, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con potencial almacenador pobre. Esta unidad es de edad Campaniano-Maestrichtiano, y fue depositada durante un pulso regresivo. Esta unidad es demasiado arcillosa y apretada, razón por la cual no muestra la existencia de aceite. En el campo solo se encuentra presente hacia el extremo suroccidental del campo, pero ningún pozo, de los que llegaron al Cretáceo, la perforaron en su espesor total.

1.3.1.2 Secuencia terciaria.

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.**

Esta unidad estratigráfica no está presente en el área de influencia del Campo la Cira Infantas.

➤ **Grupo Chorro (Zona D)**

Bajo este nombre, en la nomenclatura del Valle Medio del Magdalena, se consideran las Formaciones La Paz y Esmeraldas. En el área del Campo La Cira-Infantas la información geológica regional muestra que estas formaciones no se desarrollaron tal como están descritas en su localidad tipo, presentándose únicamente una secuencia de lutitas de color gris claro a verdoso intercaladas con algunos pobres desarrollos de areniscas, que podrían corresponder de acuerdo con su posición estratigráfica a la Formación Esmeraldas. No existe información bioestratigráfica para validar exactamente la edad de estos depósitos.

En el área del Campo La Cira-Infantas se considera que el Grupo Chorro no es de carácter productivo dado que presenta un escaso desarrollo de arenas, excepto en Infantas donde el pozo Infantas 1274 reporta producción de facies arenosas de esta unidad.

Operacionalmente estos depósitos se denominan zona D y presentan un espesor variable de entre 300 y 700 pies, dependiendo del control

paleogeográfico. Algunos pozos reportan hacia la base de esta zona la presencia de un nivel conocido en el Valle Medio del Magdalena como “Toro Shale”. Debido a su carácter arcilloso y al espesor promedio de 500 pies aproximadamente, se considera que esta unidad sirve de roca sello para los prospectos Cretáceos definidos en este proyecto.

➤ **Formación Mugrosa**

Esta formación yace concordantemente sobre la Formación Esmeraldas. Consiste de areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas “bedload” y “mixload”, depósitos de “overbank”, y lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. Esta unidad incluye operacionalmente dos zonas almacenadoras: la más superior es la zona B, (Arenas 13, Arenas La Cira y Arenas 47) y la inferior es la zona C, separada por intervalos de lodolitas. En el área La Cira, la Formación Mugrosa presenta un espesor aproximado de 1800 pies

Se le ha asignado a la Formación Mugrosa una edad Oligoceno Inferior a Medio; su contacto con la infrayacente zona D es concordante.

La mayor parte de la producción del campo proviene de esta formación y de, en especial de la Zona-C.

➤ **Formación Colorado**

Esta formación está compuesta por lodolitas rojas, grises y púrpura, masivas, interestratificadas con areniscas de grano fino y se depositó en ambiente fluvial. El espesor promedio perforado para la Formación Colorado en el campo la Cira es de 1500 pies y se tiene producción en las

unidades operacionales conocidas como zona A (Arenas 58 y 116) y zona B Superior (Arenas 244). En el área de la Cira-Infantas el ambiente de sedimentación para la Formación Colorado es de tipo fluvial (meandriforme) con una edad que abarca desde el Oligoceno Superior hasta Mioceno Inferior, presentando un contacto concordante con la infrayacente Formación Mugrosa. Al tope de esta formación se puede diferenciar una unidad compuesta de shales carbonáceos, duros, ocasionalmente calcáreos con delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino, y que aflora en el flanco Noroccidental del Anticlinal de La Cira. A esta unidad, perteneciente a la Formación Colorado se le ha denominado La Cira Shale; aunque en alguna literatura también se le conoce como Horizonte Fosilífero de La Cira, debido a la presencia de bivalvos de agua salobre y dulce.

➤ **Grupo 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. La **Tabla 2** muestra una relación entre las formaciones, las zonas productoras, unidades operacionales y las unidades genéticas definidas en este proyecto para el Terciario del campo. Estudios realizados por la división

de yacimientos de ECOPETROL-El Centro³, permitieron concluir que los cuerpos arenosos presentes en la secuencia Terciaria del campo se depositaron en un ambiente fluvial, a partir del cual se definieron los siguientes subambientes para cada zona así:

Zona A: Ríos meandriformes y trenzados.

Zona B: Ríos meandriformes, lo cual explica el alto contenido de arcillas para esta zona.

Zona C: Ríos trenzados, en los cuales se presenta apilamiento de canales.

A continuación se hace una breve descripción de las zonas en que está dividido los yacimientos del campo.

La Zona A, la cual comprende la Formación Colorado, está constituida por areniscas de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición entre arcosa lítica y subarcosa, de edad Oligoceno Superior y depositada en un ambiente meandriforme.

La Zona B, de la Formación Mugrosa Superior, está constituida por intercalaciones de arena fina a muy fina con composición entre subarcosas y arcosas, de edad Oligoceno, depositadas en un ambiente “braided” (ríos trenzados) con tendencia a meandriformes.

La Zona C, de la Formación Mugrosa Inferior, considerado el mejor yacimiento del campo, está constituido por areniscas de grano medio a grueso y composición variables entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas, de edad Eoceno Superior-Oligoceno Inferior, depositadas en un ambiente de tipo braided, presentándose apilamiento de canales.

³ ECOPETROL-ICP. “Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas”. 1999.

La Zona D, de la Formación Esmeraldas, presenta poco espesor y una escasa extensión, está constituida por intercalaciones de arenas y arcillas con predominio de las últimas, de edad Eoceno, depositadas en un ambiente fluvial. Son productoras especialmente en el flanco Occidental de la estructura de Infantas.

1.3.2 Modelo estructural campo La Cira-Infantas.

Desde el punto de vista estructural se puede establecer que el Campo La Cira-Infantas, en la secuencia Terciaria⁴, está conformado por dos estructuras, una al norte, que es un anticlinal con cabeceo hacia el Norte, cortado en su eje por la falla de La Cira y con buzamientos suaves (10° a 15°), denominada la estructura de La Cira, y otra al sur, denominada la Estructura Infantas, que es un anticlinal fallado inversamente en su flanco Oriental por la Falla de Infantas, más estrecho que el anterior y con buzamientos más inclinados (35° a 40°). Como característica importante es necesario resaltar que la Estructura Infantas se encuentra estructuralmente más alta que la Estructura La Cira, y en la primera está erosionada la Zona-A del yacimiento.

Los principales rasgos estructurales del campo al nivel de la secuencia Terciaria, además de los pliegues anticlinales antes mencionados, son: La Falla de la Cira con rumbo Norte-Sur, buzamiento de 70° al Oeste y tiene un salto del orden de 200 pies, corta el Anticlinal de La Cira a lo largo de su eje, en los trabajos anteriores esta falla era denominada como plegamiento de Wheeler, y la Falla de Infantas con rumbo Norte-Sur, buzamiento de 50-60° al Este y salto de hasta 700 pies, sirve de límite oriental al Campo La Cira-

⁴ MANTILLA, ANDRES EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

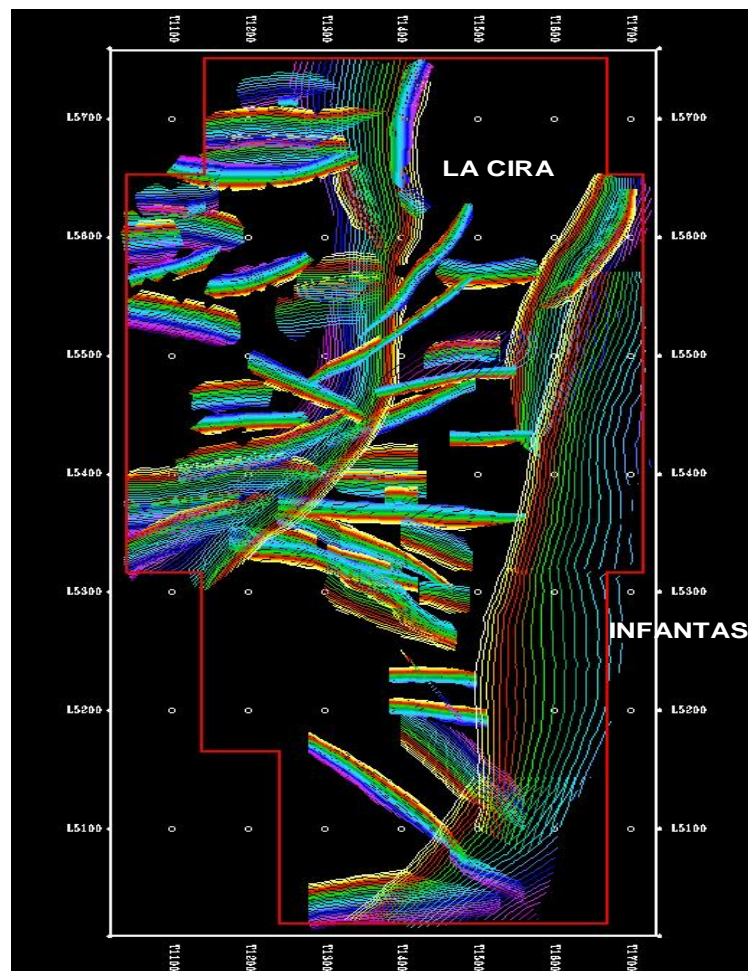
Tabla 2. Formaciones, Zonas, Arenas y Unidades Genéticas de la Secuencia Terciaria del Campo La Cira-Infantas.

FORMACIÓN	ZONA	ARENAS	UNIDAD GENÉTICA
COLORADO	ZONA A	ARENAS 58	UA3 UA/4 ^a UA/4b
		ARENAS 116	A1 AA A1a A2 A2a
MUGROSA	ZONA B	ARENAS 244	A3 A3a A4 A/B B1 B1a B1b B1c B1d
		ARENAS 13	B2 B2a B2b
		ARENAS 13L	B3 B3a B3b B3c
		ARENAS LA CIRA	B4 B4a B4b
		ARENAS 47	C1 C1Bt C1Ab
		ARENAS C1	C2 C2Dt Gtb
		ARENAS C2	C3 C3Cb
		ARENAS C3	C4 C4Ab C4Cb C4Et
		ARENAS C4	
ESMERALDAS	ZONA D	ARENAS D	C5 D1 D2 D3 D4 D5

Fuente: Informe Técnico LCI, Ecopetrol, 2005.

Infantas, existiendo además una serie de fallas transversales, casi perpendiculares a las anteriores que en muchos casos constituían los límites de las áreas operacionales y estadísticas del campo. La **Figura 3** muestra el modelo estructural para la secuencia Terciaria, elaborado a partir de información geológica y geofísica.

Figura 3. Modelo Estructural actual para el Campo La Cira-Infantas.



Fuente: MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. “Estudio de Estimulación de Pozos”. Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

En la **Figura 4** se observa una sección sísmica, orientada Este-Oeste, a través del Campo La Cira, donde se muestran los principales rasgos estructurales. **La Figura 5** muestra una sección sísmica a través del Campo Infantas.

Figura 4. Sección sísmica, orientada Este-Oeste, a través de la Estructura La Cira.

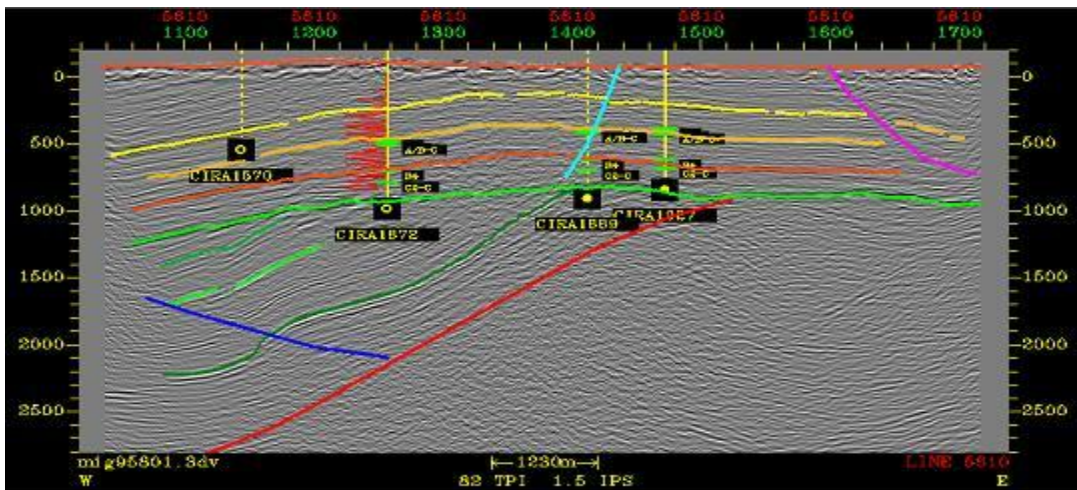
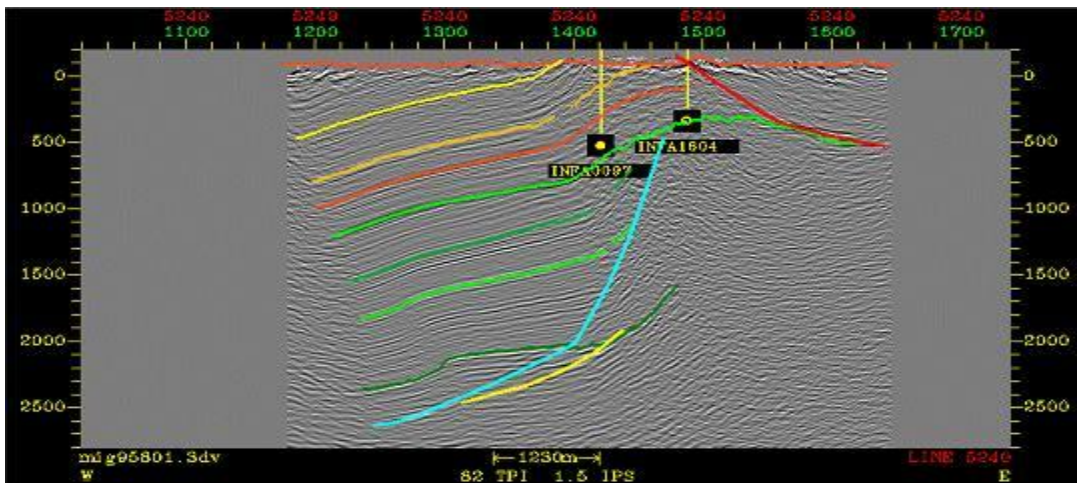


Figura 5. Sección sísmica a través de Infantas.



Fuente: MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.

1.4.1 Caracterización del crudo del campo la cira-infantas.

El crudo de La Cira-Infantas es un aceite negro que se encuentra en el rango de los medianos a pesados y no presenta grandes diferencias entre zonas. Las principales características de los crudos por zona se resumen en la **Tabla 3**. Se conoce que el crudo contiene compuestos de alto peso molecular como parafinas, asfáltenos y maltenos, los cuales pueden precipitar en las vecindades del pozo, constituyéndose en potenciales causas de daño de formación⁵. La **Tabla 4** muestra los resultados del análisis SARA del crudo del pozo CIRA1877, zona C. Como se puede apreciar, el contenido de asfáltenos es considerable.

Tabla 3. Propiedades del Crudo del Campo La Cira-Infantas.

CAMPO LA CIRA						
ZON A	Temperatura de yacimiento T _y (°F)	Presión de Saturación P _t (psia)	Factor Volumétrico β _o @ P _t , T _y (BI/STB)	Solubilidad R _s @ P _t , T _y (scf/STB)	Gravedad API °API	Viscosidad μ(cps)
A	92	526	1.04	70	18-24	30 @ 100 °F
B	98	650	1.047	113	20-27	16.5 @ 98 °F, 650 psi
C	105	1570	1.068	100	24	19 @ 105 °F, 1570 psi
CAMPO INFANTAS						
ZON A	Temperatura de yacimiento T _y (°F)	Presión de Saturación P _t (psia)	Factor Volumétrico β _o @ P _t , T _y (BI/STB)	Solubilidad R _s @ P _t , T _y (scf/STB)	Gravedad API °API	Viscosidad μ(cps)
C	115	945	1.1	200	28	16.7 @ 78 °F

Fuente: MANTILLA, ANDRES EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996

⁵ ECOPEPETROL-ICP. "Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas". 1999.

Tabla 4. Análisis SARA del crudo de la zona C - Campo La Cira.

POZO	CIRA 1877
Saturados	58.9 %
Aromáticos	22.1%
Resinas	0%
Asfaltenos	19.0 %

Fuente: MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. “Estudio de Estimulación de Pozos”. Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

1.4.2 Caracterización del agua de formación.

La composición de las aguas de formación fue estudiada ampliamente por la Tropical Oil Company en las primeras etapas de desarrollo del campo. Los datos de concentración en mg/l de varios iones en el agua de formación de cada zona, recopilados de los estudios realizados por la Tropical, se resumen en las **Tablas 5 y 6** para cada uno de los campos⁶.

La salinidad del agua de formación aumenta con la profundidad. El mayor contenido de cloruros se encuentra en la Zona C, donde oscila entre 18000 y 45000 mg/l.

⁶ MANTILLA, ANDRES EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. “Estudio de Estimulación de Pozos”. Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

Tabla 6. Composición del agua de Formación, La Cira.

ZONA	Salinidad	Alcalinidad	Na ⁺	Ca ⁺²	Mg ⁺²	SO ₄ ⁼	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻
A	RANGO	[0 - 2000]	[2500 - 7500]	[0 - 200]	[25 - 225]	[0 - 150]	[200 - 11000]	[0 - 4000]
	PROMEDIO	13000	5000	150	125	110	6200	2700
B	RANGO	[7000 - 21000]	[3000 - 11000]	[250 - 1400]	[100 - 900]	[10 - 60]	[10000 - 27000]	[200 - 700]
	PROMEDIO	14000	7000	900	500	40	16000	450
C	RANGO	N.D.	[19000 - 21000]	[2500 - 6500]	[350 - 800]	[175 - 450]	[20000 - 45000]	[150 - 550]
	PROMEDIO	N.D.	20000	4500	550	275	30000	325

Tabla 5. Composición del agua de Formación, Infantas.

ZONA	Salinidad	Alcalinidad	Na ⁺	Ca ⁺²	Mg ⁺²	SO ₄ ⁼	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻
A	RANGO	[2500 - 23000]	[2500 - 7500]	[0 - 200]	[25 - 225]	[0 - 150]	[200 - 11000]	[0 - 4000]
	PROMEDIO	13000	5000	150	125	110	6200	2700
B	RANGO	[7000 - 21000]	[3000 - 11000]	[250 - 1400]	[100 - 900]	[10 - 60]	[10000 - 27000]	[200 - 700]
	PROMEDIO	14000	7000	900	500	40	16000	450
C	RANGO	N.D.	[19000 - 21000]	[2500 - 6500]	[350 - 800]	[175 - 450]	[20000 - 45000]	[150 - 550]
	PROMEDIO	N.D.	20000	4500	550	275	30000	325

Fuente: MANTILLA, ANDRÉS EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. “Estudio de Estimulación de Pozos”. Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

La presencia de iones OH^- y CO_3^- fue mínima, encontrándose solamente en la Zona A del campo La Cira. Los valores de OH^- oscilan entre 0 y 100 mg/l con un promedio de 50 mg/l, y los valores de CO_3^- varían entre 50 y 200 mg/l con promedio de 150 mg/l.

Se encuentran iones sulfuro en la Zona C de Infantas en cantidades variables en el rango de 0.4 a 0.7%. En el campo La Cira la presencia es menor, encontrándose esporádicamente un 1% en la Zona B.

En muestreos realizados en el marco del estudio de sensibilidad de arcillas a fluidos de inyección se encontró que el contenido de Hierro en el agua de producción es generalmente alto; varía de 3 a 90 mg/l en la Zona A, de 5 a 100 mg/l en la Zona B y de 9 a 250 mg/l en la Zona C. Esto debe tenerse en cuenta en el diseño de acidificaciones, pues se deben usar secuestrantes en concentraciones adecuadas para evitar la precipitación de Hierro.

El contenido de CO_2 varía de 100 a 120 mg/l para la Zona A, de 30 a 100 mg/l para la Zona B y de 70 a 80 mg/l para la Zona C.

1.4.3 Propiedades petrofísicas.

Las propiedades petrofísicas son de gran importancia para diferentes aplicaciones en la ingeniería de yacimientos, de ahí la importancia de conocerlas. La **Tabla 7** muestra los promedios de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta por yacimiento, calculados en base a la información de promedios petrofísicos del Estudio de Petrofísica elaborada de la Evaluación Integrada de Yacimientos para el campo La Cira-Infantas⁷.

⁷ ECOPETROL-ICP. "Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas". 1999.

Tabla 7. Promedios Petrofísicos por Yacimiento.

Zona	Yacimiento	Porosidad Efectiva	Permeabilidad Absoluta (Md)	Tamaño de la Muestra
A	ARENAS 58	0.27	213.83	46
A	ARENAS 116	0.28	208.19	23
B	ARENAS 244	0.27	199.43	23
B	ARENAS 13	0.24	79.83	22
B	ARENAS 13L	0.24	84.97	22
B	ARENAS LA CIRA	0.24	77.05	22
B	ARENAS 47	0.17	126.19	21
C	ARENAS C1	0.24	194.65	15
C	ARENAS C2	0.24	238.04	15
C	ARENAS C3	0.24	273.02	14
C	ARENAS C4	0.24	332.38	10

Fuente: MANTILLA, ANDRES EDUARDO, TRIANA, JESÚS ALBERTO. “Estudio de Estimulación de Pozos”. Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.

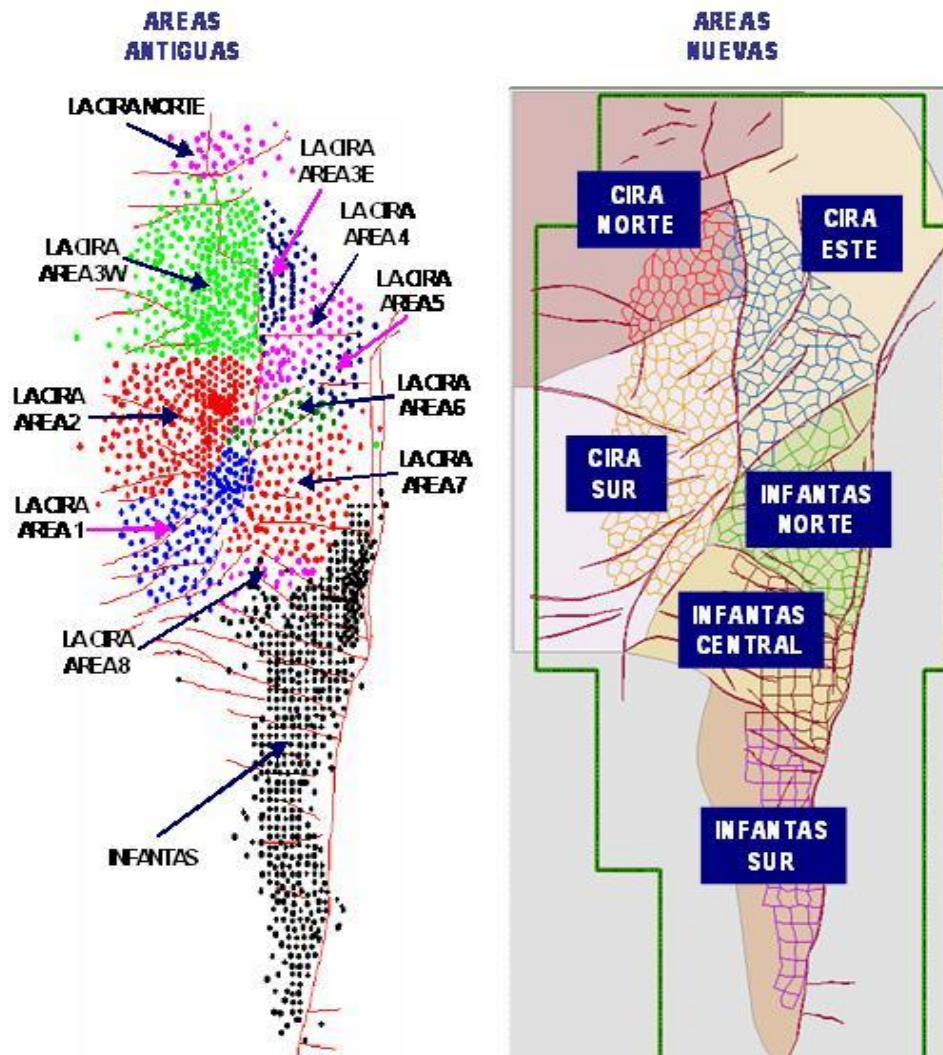
1.4.4 Área de estudio.

Las áreas del Campo La Cira-Infantas han recibido dos principales divisiones a través de la historia, esto puede ser visto en la **Figura 6**, donde se hace una comparación entre las áreas antiguas y las actuales.

De acuerdo a la actual categorización de las áreas del campo se tiene que La Cira ha sido dividido en Cira Norte, Cira Sur y Cira Este. El campo Infantas se encuentra dividido en Infantas Norte, Infantas Central e Infantas Sur. El área de estudio del presente trabajo se centra específicamente en un sector del Área Cira Sur (**Figura 7**), perteneciente al área 3W dentro de la categorización de las áreas antiguas. Como se observa en la figura, el área 3W se ubica hacia la parte norte del área Cira Sur. Sin embargo, el área 3W

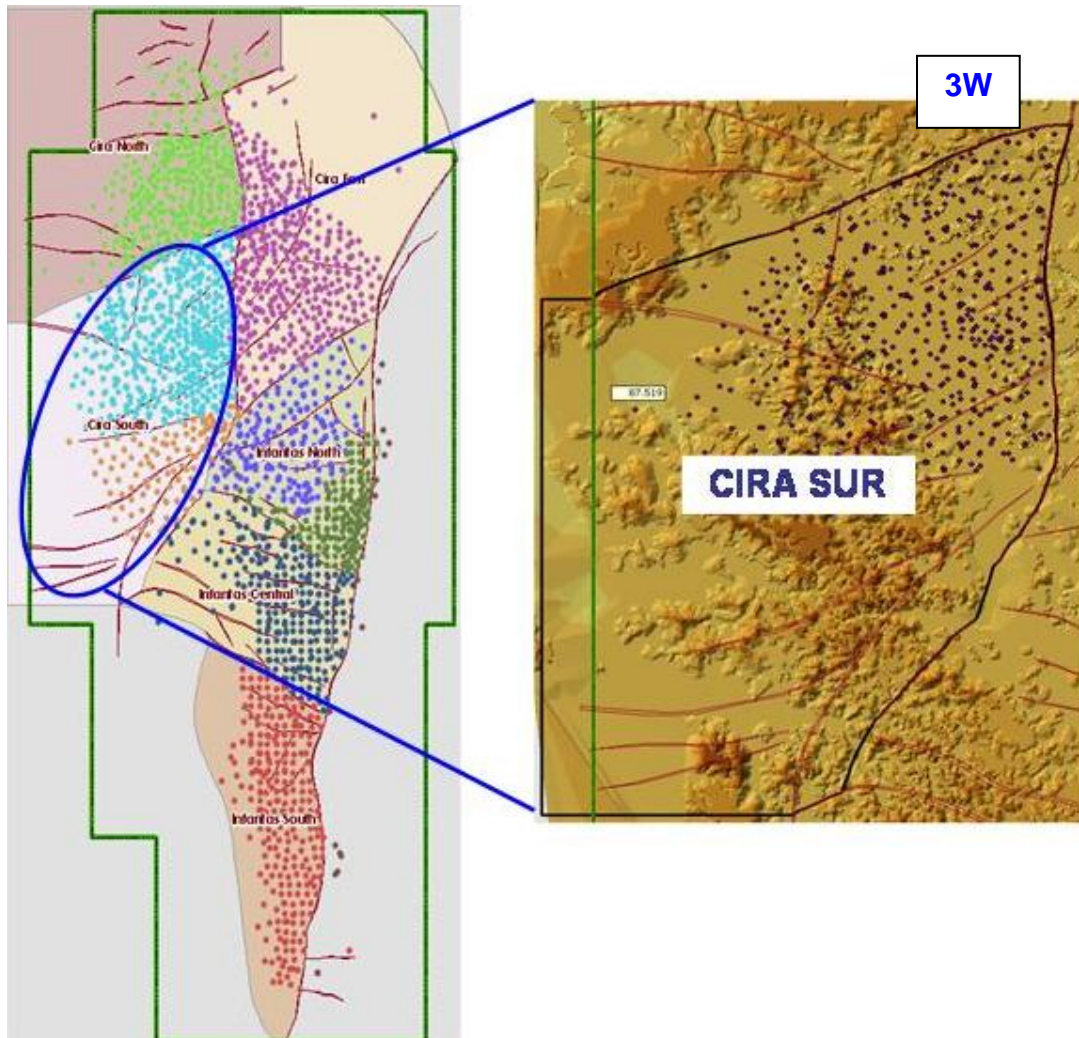
también abarca unos sectores de Cira Norte y Cira Este, pero para el presente estudio, el sector de análisis se centrará en la parte de Cira Sur.

Figura 6. Comparación entre las áreas antiguas y las actuales.



Fuente: Software Landmark DSS.

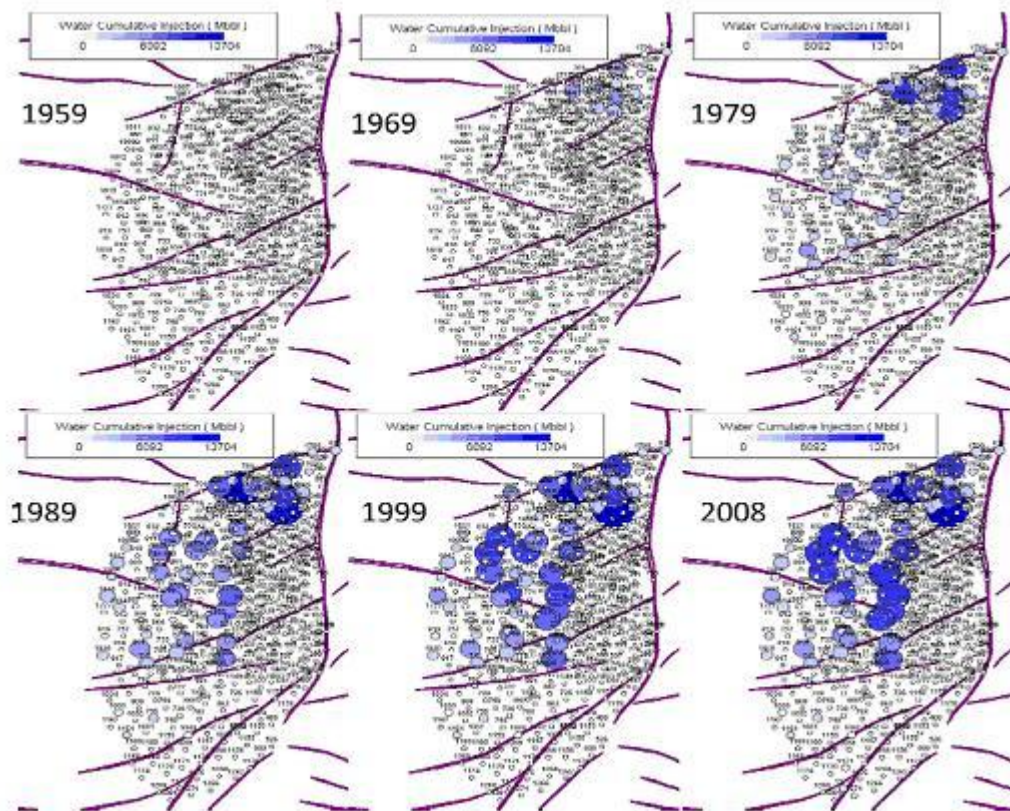
Figura 7. Ubicación del Área Cira Sur.



Fuente: SIG

La **Figura 8** refleja el comportamiento de la inyección desde su inicio en 1957 a septiembre de 2008 en el área Cira Sur del Campo, como se puede apreciar, la inyección en esta área del campo ha ido aumentando progresivamente con el pasar de los años, y en lo correspondiente al área 3W se presencia una significativa inyección.

Figura 8. Comportamiento histórico de inyección en el Área Cira Sur.



Fuente: Informe Técnico LCI, Ecopetrol, 2005.

Actualmente la producción del Campo La Cira-Infantas proviene principalmente de la zona C, correspondiente a la formación Mugrosa Inferior. Como se mencionó anteriormente los yacimientos productores del campo se han dividido en tres zonas denominadas de tope a base de la columna como zonas A, B y C. Para este estudio se considerará únicamente la zona C, que es la única sometida actualmente a inyección de agua en el área Cira Sur y en todo el campo.

A septiembre de 2009 se encontraron activos 293 pozos productores y 74 inyectores para el área Cira Sur. En la **tabla 8** se muestra la clasificación de los pozos de dicha área.

Tabla 8. Pozos existentes en el área Cira Sur.

TIPO DE POZO	PRODUCTORES		INYECTORES		ABANDONADOS
ESTADO ACTUAL	ACTIVOS	INACTIVOS	ACTIVOS	INACTIVOS	ABANDONADOS
NUMERO DE POZOS	293	127	74	2	173
TOTAL	420		76		173
TOTAL	669 POZOS				

Fuente: Base de datos DSS.

2. GENERALIDADES DE LOS TRAZADORES RADIOACTIVOS

En un proyecto de recuperación secundaria es muy importante conocer, de la forma más precisa posible, los caudales de inyección que admiten las diferentes unidades presentes en los pozos inyectores. Lo anterior es indispensable para poder monitorear el comportamiento del proceso, medir su eficiencia y tomar las decisiones que se requieran con el fin de incrementar el factor de recobro de hidrocarburos.

El objetivo principal de este trabajo es analizar mediante los trazadores radioactivos, el comportamiento de la distribución de la inyección de agua en un sector del área 3W del campo La Cira-Infantas, por ello a continuación se presentará una descripción general de las pruebas de trazadores radioactivos, su implementación en campo, desarrollo de la operación, entre otros, con el fin de generar las bases teóricas que permitan definir un mayor criterio a la hora de analizar las pruebas de trazadores radioactivos.

2.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es el proceso de recuperación secundaria más ampliamente utilizado hoy en el mundo, desde el año 1880 se ha reconocido la inyección de agua como un potencial para mejorar el recobro de hidrocarburos. Sin embargo, las experiencias de campo no se tuvieron sino hasta 1930 cuando varios proyectos de inyección fueron iniciados, y no fue sino hasta cerca de los años 50 que comenzó el auge de este proceso de

recuperación. La inyección de agua es la responsable de una amplia fracción del aceite producido hoy en el mundo⁸.

Las principales razones por las cuales la inyección de agua es el proceso más exitoso y de mayor aplicación en el mundo son la disponibilidad general del agua, el bajo costo comparado con otros líquidos de inyección, la facilidad para inyectar agua en la formación, y la alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite.

2.1.1 Factores que controlan el recobro por inyección de agua.

El recobro de aceite debido a la inyección de agua puede ser determinado en cualquier tiempo en la vida de un proyecto por inyección de agua, si los siguientes factores son conocidos.

➤ **Aceite in-Place al inicio de la inyección de agua**

El aceite existente al inicio de la inyección de agua es una función del volumen poroso a ser inundado y de la saturación de aceite. Para que un proyecto de inyección sea exitoso se requiere que suficiente aceite este presente en el yacimiento, el cual forme un banco que se mueve a través de la formación hacia los pozos productores, gracias al desplazamiento que le induce el agua inyectada. El aceite existente al inicio de la inyección de agua puede ser estimado mediante la siguiente ecuación.

$$N = \frac{7758 AhS_o\phi}{B_o} \quad (1)$$

⁸ COBB, William M. y SMITH, J. "Waterflooding". Dallas, EEUU. 1990.

Donde:

A = Área a ser inundada, acres.

h = Espesor neto, pies.

Φ = Porosidad, Fracción.

S_o = Saturación de aceite al inicio de la inyección de agua, fracción.

B_o = Factor volumétrico de Formación al inicio de la inyección de agua, RB/STB.

Si se conoce el aceite existente en el yacimiento al inicio de la inyección de agua se puede realizar una predicción exacta del funcionamiento o la interpretación del comportamiento de la inyección.

➤ **Factor de Recobro**

Cuando una cierta cantidad de agua es inyectada en el yacimiento, se necesita calcular la cantidad de aceite que se desplazará en la región invadida por el agua inyectada, así como la cantidad de aceite que se recuperará en los pozos productores, por lo cual se necesita estimar la eficiencia de recobro de la inyección de agua.

La eficiencia de recobro se puede definir como la fracción de aceite inicial recuperado del yacimiento. Esta variable puede ser analizada en términos de la Eficiencia de desplazamiento (E_D), la eficiencia de barrido areal (E_A) y la eficiencia de barrido vertical (E_i) (**Figura 9.**), como se muestra a continuación:

La ecuación para la estimación del factor de recobro, es definida como la multiplicación de la Eficiencia de desplazamiento multiplicada por la eficiencia volumétrica como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$FR = E_D * E_V \quad (2)$$

Donde:

FR = Factor de Recobro, fracción

E_V = Eficiencia de barrido volumétrica, fracción.

E_D = Eficiencia de desplazamiento, fracción

La eficiencia volumétrica (E_V), está definida en términos de la Eficiencia de barrido areal y la Eficiencia de barrido vertical, y está dada por la siguiente ecuación:

$$E_V = E_A * E_l \quad (3)$$

Finalmente el Factor de recobro queda definido como la multiplicación de las tres eficiencias, la de desplazamiento, la areal y la vertical. La ecuación para la estimación del Factor de recobro esta dada mediante la siguiente expresión matemática:

$$FR = E_D * E_A * E_l \quad (4)$$

Donde:

FR = Factor de Recobro, fracción

E_V = Eficiencia de barrido volumétrica, fracción.

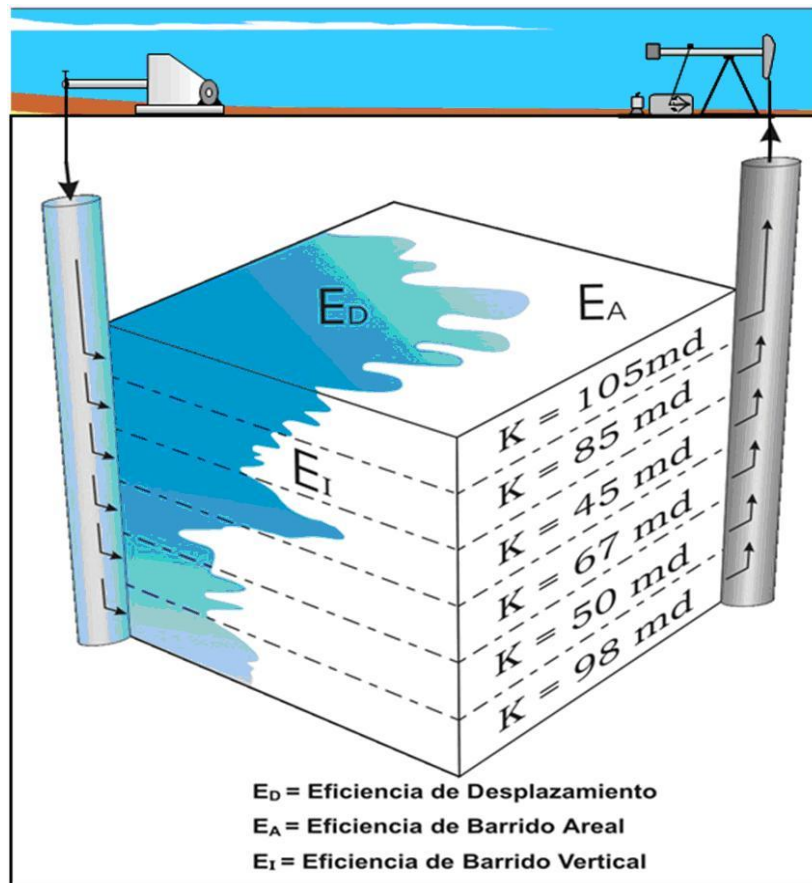
E_D = Eficiencia de desplazamiento, fracción.

E_A = Eficiencia de barrido areal, fracción.

E_l = Eficiencia de barrido vertical, fracción.

A continuación se explica en mayor detalle cada una de las eficiencias involucradas en la ecuación para la estimación del Factor de Recobro.

Figura 9. Factor de Recobro en términos de las tres Eficiencias.



Fuente: GANESH, Thakur and ABDUS, Spatter. "Integrated Waterflood Asset Management". Chevron Petroleum Technology Company. Tulsa, Oklahoma, 1998.

La eficiencia de desplazamiento (E_D). Se define como la fracción del aceite en sitio el cual es desplazado por el agua en la porción del yacimiento

que ha sido barrida. Las variaciones de las propiedades del yacimiento y de los procesos pueden afectar la eficiencia de desplazamiento, variables tales como fracturas, ángulo de buzamiento, saturaciones iniciales, relación de viscosidad, diferencial de gravedad, relación de permeabilidad relativa, presión capilar, mojabilidad y tasas de inyección pueden influenciar la eficiencia de desplazamiento.

Si al inicio de la inyección de agua, una saturación de gas libre no se ha formado dentro de la columna de aceite, puede asumirse que el aceite desplazado por la inyección es aproximadamente igual al aceite producido durante la inyección. Sin embargo, si al inicio de la inyección, la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja, una saturación de gas libre ha sido desarrollada, entonces el aceite desplazado es menos que el aceite producido por la inyección de agua.

La Eficiencia de barrido Areal (E_A), se define como la fracción del área del yacimiento que el agua contacta. Esta depende principalmente de la relación de movilidades, configuración geométrica de los patrones de flujo, heterogeneidades del yacimiento y del volumen acumulado de agua inyectada dentro del área del patrón.

La movilidad es la facilidad con la cual los fluidos se mueven en el yacimiento. Una de las características más importantes de un proyecto de inyección de agua es la relación de movilidades. Ésta es definida en términos de la permeabilidad efectiva y la viscosidad de la fase desplazante (agua) y la del fluido desplazado (aceite), como se muestra en la siguiente ecuación:

$$M = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o} \quad (5)$$

Donde:

K_w = Permeabilidad Efectiva al agua, mD.

K_o = Permeabilidad Efectiva al aceite, mD.

μ_w = Viscosidad del agua, cp.

μ_o = Viscosidad del aceite, cp.

M = Relación de Movilidades, adimensional.

En la anterior Ecuación, las permeabilidades efectivas pueden ser reemplazadas por las permeabilidades relativas a cada fluido, obteniéndose los mismos resultados.

La relación de movilidades (M), se mantiene constante hasta que ocurre la ruptura del agua, después de este tiempo, se incrementa continuamente en respuesta al incremento de la saturación de agua promedio en el yacimiento que genera que K_w aumente.

La relación de movilidades es tomada generalmente como favorable o desfavorable dependiendo de si su valor es menor o mayor a uno. Cuando $M=1$, las movilidades del agua y el aceite son iguales, ya que los dos fluidos encuentran la misma resistencia al flujo dentro del yacimiento. Cuando $M<1$, el aceite se mueve mejor que el agua por lo que es más fácil su desplazamiento, esta condición garantiza altas eficiencias de barrido y buena

recuperación de aceite. Sin embargo, cuando $M < 1$, el agua fluye mejor que el aceite y es menos efectivo su desplazamiento. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de aceite tienden a disminuir con el incremento en la relación de movilidades.

La eficiencia de barrido areal es difícil de estimar solamente con datos de campo, por ello se requiere una combinación estudios de laboratorio, de campo y análisis matemáticos para su estimación⁹.

La Eficiencia de barrido Vertical (E_v), Es definida como la fracción de una formación en el plano vertical que el agua contacta. Esta depende principalmente del grado de estratificación vertical existente en el yacimiento, debido al movimiento preferencial de los fluidos en las zonas más permeables y de más baja presión, adicionalmente la eficiencia de barrido vertical se ve afectada por la relación de movilidades, la presencia o ausencia de flujo cruzado entre estratos y las fuerzas gravitacionales, entre otros.

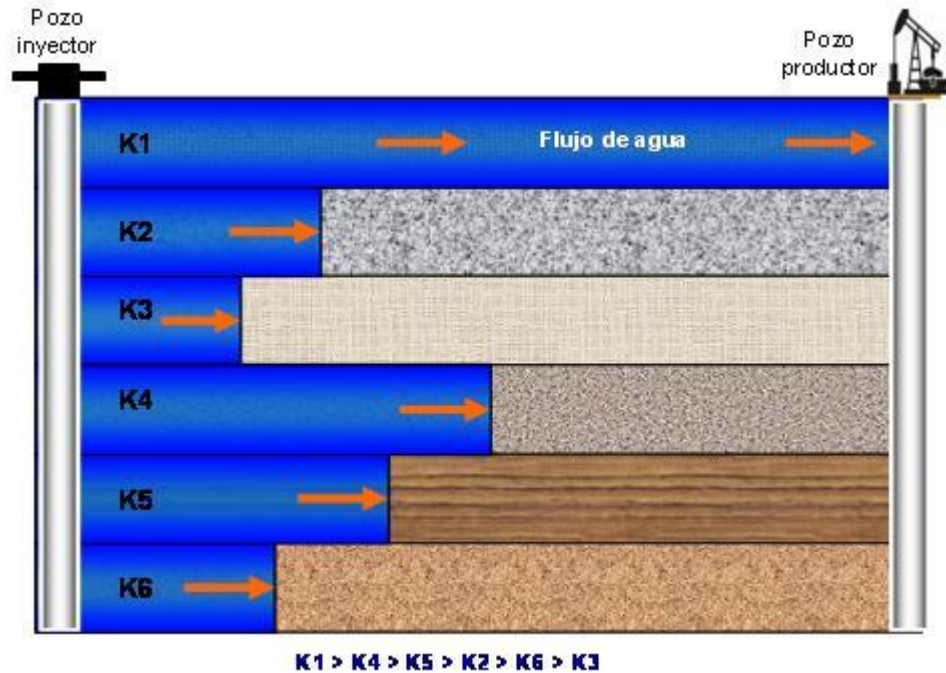
Yacimientos estratificados con fuertes variaciones de permeabilidad entre sus estratos generan pobres eficiencias de barrido, rápido irrumpimiento del fluido de inyección, y alta producción de agua.

En la **Figura 10** se aprecia una zona de alta permeabilidad en el tope de un yacimiento. El agua, la cual fluye por los canales que ofrecen menor resistencia, es decir por las zonas de menor presión y de mayor permeabilidad, entrara preferencialmente por estos intervalos. El resultado será una temprana ruptura del agua y por consiguiente una cantidad apreciable de aceite quedara remanente en el yacimiento debido a la pobre

⁹ COBB, William and MAREK, F. “*Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterflood Using Production Data*”. SPE 38902. 1997.

eficiencia de barrido vertical causando que el proyecto de inyección económicamente no sea viable.

Figura 10. Desplazamiento en sistemas de permeabilidad variable.



Fuente: COBB, William M. y SMITH, J. "Waterflooding". Dallas, EEUU. 1990.

La recuperación de petróleo debido al proceso de inyección, se puede calcular en cualquier momento de la vida de un proyecto de inyección de agua mediante la siguiente ecuación:

$$N_D = N * FR \quad (6)$$

Si se quiere calcular la recuperación de petróleo en termino de las eficiencias, entonces puede ser utilizada la siguiente ecuación:

$$N_D = N * E_A * E_V * E_D \quad (7)$$

Donde:

N_D = *Petróleo desplazado debido al proceso de inyección, STB*

N = *Petróleo en sitio al inicio del proceso de inyección, STB*

E_A = *Eficiencia de barrido areal, Fracción.*

E_V = *Eficiencia de barrido vertical, Fracción.*

E_D = *Eficiencia de desplazamiento, fracción.*

2.2 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.

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 general de los diferentes trazadores existentes en la industria petrolera

2.2.1 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).¹⁰

➤ 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.

➤ 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 inyectoros y productores. También han presentado aplicación para monitorear el movimiento de Dióxido de Carbono en un proceso de inyección con desplazamiento miscible y, para evaluar la saturación del aceite residual dentro del yacimiento ¹¹.

¹⁰ Y. DU, L.Guan. *“Interwell Tracer Tests: Lessons Learned from past Field Studies”*. Paper SPE 93140. Yakarta, Indonesia. 2005.

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

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.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS TRAZADORES.

La clasificación aceptada actualmente categoriza los trazadores básicamente en dos grandes grupos¹².

2.3.1 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 química¹³.

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

¹² 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.

¹³A.D, Mut, H.A, Deans. "Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Pruthoe Bay. SPE Reservoir Engineering, Volume 12, February 1997.

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.

Entre los aniones más utilizados se encuentran¹⁴, la Etilenodiamina Tetracético (EDTA), el Tiocianuro (SCN), Aniones de Iridio-192, Aniones de Yodo, Bromo, Cloro, Nitratos y Formas de Amoníaco, Potasio y Sodio; y en menor grado, Aniones orgánicos como el Benzoato, y Aniones orgánicos fluorinados como M-TFMBA. Este tipo de trazadores son utilizados en su mayoría en proyectos de inyección de agua (Trazadores Acuosa), debido a que no se han encontrado materiales apropiados para ser utilizados como trazadores de gas que cumplan con los requerimientos deseados. Los iones mencionados anteriormente han sido probados satisfactoriamente, en condiciones variadas de campo y de laboratorio.

Por definición un trazador químico no contiene isótopos radioactivos y puede ser identificado y medido por métodos analíticos comúnmente utilizados como un espectrómetro elemental. Los trazadores químicos son comúnmente conocidos como trazadores no radioactivos. En cuanto a los trazadores radioactivos serán discutidos más adelante.

2.3.2 Trazadores de partición.

Los **Trazadores de Partición** presentan la característica de disolverse parcialmente en otras fases presentes en el yacimiento, retrasándose o viajando más lentamente que el fluido de inyección, caso contrario a los

¹⁴ HUTCHINS, R.D., DOVAN, H.T. "Aqueous Tracers for Oilfield Applications". SPE Paper 21049. International Symposium on Oilfield Chemistry, 20-22 February, Anaheim, California. 1991.

trazadores conservativos (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)¹⁵. Gracias al fenómeno de partición que presentan 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. Si la saturación residual de agua es muy pequeña y su valor es conocido, solamente se requieren dos trazadores para obtener la saturación residual de aceite. En este tipo de trazadores están todos los trabajos de inyección con gas y algunos de inyección de alcoholes.

2.3.3 Trazadores Radioactivos.

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

2.4 APLICACIÓN DE LOS TRAZADORES RADIOACTIVOS.

La aplicación de éste tipo de trazadores son útiles para investigar procesos desde la perforación y el completamiento, hasta la determinación de perfiles de inyección/producción. En la industria existen dos tipos de trazadores radioactivos, los naturales y los artificiales descritos a continuación:

¹⁵ 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.

2.4.1 Trazadores radioactivos naturales.

En cuanto a este tipo de trazadores, los más utilizados son aquellos que permitan marcar 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 radioactivos artificiales ha sido, en muchos países, restringido por parte de las entidades ambientales y gubernamentales.

2.4.2 Trazadores Radioactivos Artificiales.

Los trazadores radioactivos 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 gamma¹⁶. 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.

¹⁶ 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. 85-91 p.

Las ventajas de los trazadores radioactivos 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 del trazador.

Algunos trazadores radioactivos usados en proyectos de inyección de agua son ³³, el Tritio, Yodo-131 (útil en la identificación de fallas y zonas ladronas pero no en proyectos extensos debido a que su periodo de vida media es de 8.05 días), Cloro-86 y Bromo-82.

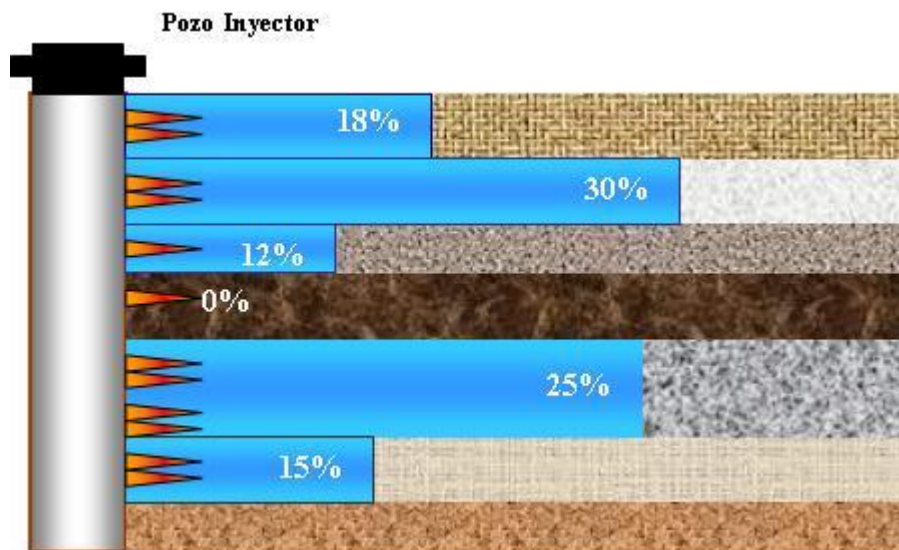
El I-131 ha sido utilizado como trazador en la cara del pozo ⁵⁴, pero no es apropiado para monitorear el comportamiento del gas dentro del yacimiento, debido a que sufren hidrólisis al alcohol, por ello no son apropiados para la fase de vapor.

El presente estudio se centra en los trazadores radioactivos artificiales, ya que estos son los que se han empleado comúnmente en el campo La Cira-Infantas.

2.5 UTILIDAD DE LOS TRAZADORES RADIOACTIVOS.

Los registros trazadores radioactivos permiten determinar de forma casi exacta los perfiles de inyección de cada pozo o arena en particular, como se observa en la **Figura 11**. a partir de su análisis 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 inyección y obtener los perfiles deseados.

Figura 11. Perfil de inyección obtenido mediante una prueba de trazador.



Fuente: SPE 13985.

La clave del éxito en la utilización de los trazadores implica establecer una buena descripción del yacimiento, que a su vez permita la localización de

zonas que han sido pobremente barridas y la integración tanto de las propiedades estáticas de yacimiento como del comportamiento de la inyección, para así definir acciones que permitan optimizar la distribución vertical de la inyección a través de todas las zonas, generando mayor viabilidad económica en el proyecto de inyección. En este propósito las pruebas de trazadores constituyen una alternativa de gran utilidad con miras a establecer prácticas que logren la caracterización del yacimiento cuando se implementan proyectos de recuperación secundaria y terciaria por inyección de agua o gas.

2.5.1 Principio del trazador ideal

Un trazador ideal es aquel que permanece en el fluido inyectado, viaja a la 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 esta 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 acabo 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.

2.5.2 Generalidades del material Radioactivo.

El material radioactivo utilizado para este procedimiento puede ser Au-198 o I-131 diluidos en agua, para el caso de La Cira, el material empleado es el 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.

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

- Tiempo de vida media
- Intensidad en milicuries
- Nivel de energía

➤ **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 radioactivos 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.

2.6 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA PARA LA TOMA DEL REGISTRO TRAZADOR.

Existen diferentes herramientas para definir un perfil de inyección las cuales se han usado en nuestros campos.

La herramienta básica utilizada para la toma del perfil consta de un eyector del material radioactivo y de dos detectores Gamma Ray espaciados (**Figura 12**), adicionalmente también lleva un detector de collares CCL (Casing Collar Locator), el cual se encarga de ubicar la herramienta en profundidad. La configuración básica como se muestra en la figura consta de un eyector en la parte superior y de dos detectores en la parte inferior, sin embargo pueden existir configuraciones con un solo detector, o dos detectores, uno arriba y otro abajo del eyector.

La herramienta tiene un diámetro aproximado de 1 3/8", y una longitud de 30 pies, sin embargo dichas dimensiones pueden variar dependiendo del diseño mecánico del pozo.

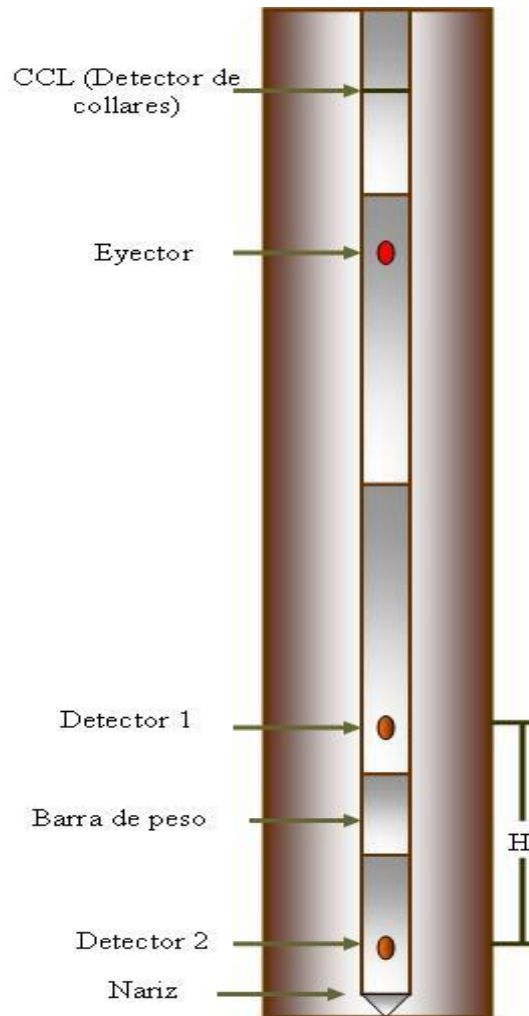
En cuanto al detector de collares, su posición en la herramienta no está bien definida, pero es importante saber si va en la parte superior o inferior, para así poderse ubicar bien en profundidad. En cuanto a la herramienta utilizada en el campo La Cira Infantas, el detector de collares generalmente va en la parte superior, y los dos detectores, en la parte inferior.

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 radioactivo para pasar por los dos detectores, siendo entonces el flujo proporcional al producto de la velocidad por el área interna del revestimiento..

2.7 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRIDA DEL REGISTRO TRAZADOR.

Lo primero que se hace, es elegir la sonda que va a ser utilizada para la corrida del registro, deben ser conocidas las distancias entre detectores y del eyector a los detectores, ya que estos parámetros son indispensables para evaluar el perfil de inyección.

Figura 12. Sonda para toma de trazador.



Fuente: PINILLA Jaime, Informe Técnico Trazadores, Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM), UIS.

Es importante conocer el estado mecánico del pozo a registrar con el fin de saber cuáles son los intervalos abiertos y su respectiva profundidad, asimismo deben ser conocidas las profundidades a las que van a ser realizadas las diferentes estaciones para la toma del perfil

Posterior a la selección del pozo a registrar debe verificarse que las locaciones sean apropiadas para la instalación del camión registrador; la

torre, el camión y el cabezal del pozo deben estar alineados para evitar que el cable eléctrico usado sufra torceduras 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 confiables.

A aproximadamente 500 pies de profundidad se hace una verificación de flujo eyectando una gota de material radioactivo y registrando el tiempo que tarda la gota en ser hallada por los dos detectores. Seguidamente 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.

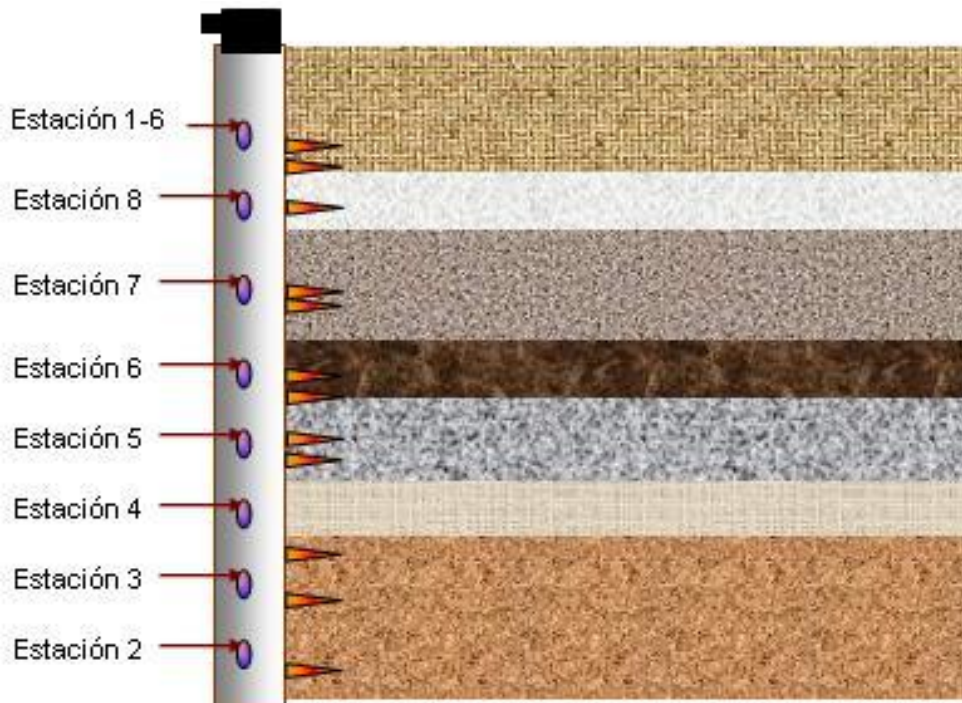
La ubicación de la herramienta en las diferentes estaciones debe hacerse a una profundidad por encima del intervalo a evaluar, dicha distancia debe ser mayor que la existente entre el eyector y el detector inferior, esto con el objeto de que el eyector no quede localizado frente a perforaciones y así 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 mas estaciones sin presentar contaminación y resultados erróneos de la prueba.

La secuencia para la realización de la prueba es como sigue: se toma la estación superior o de calibración para establecer las escalas apropiadas, se corre la herramienta hasta el fondo y se registra hacia arriba hasta el primer

intervalo, cuya medida comparada con la tomada inicialmente permitirá establecer si las condiciones del pozo han sido estables durante el registro, el procedimiento de toma del registro puede ser visualizado en la **Figura 13**.

Posteriormente se hace una estación unos pocos pies por encima de la profundidad detectada del empaque para verificar su integridad; si el empaque tiene fugas, se podrá observar dicho comportamiento en el registro.

Figura 13. Estaciones para toma de perfil de inyección.



Fuente: PINILLA Jaime, Informe Técnico Trazadores, Grupo de Investigación Recobro Mejorado, UIS.

2.8 CALCULO DEL CAUDAL DE AGUA MEDIANTE EL USO DEL TRAZADOR RADIOACTIVO.

La herramienta se posiciona encima de cada intervalo a evaluar y se libera la gota del isótopo radioactivo 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:

$$Q = A \times \frac{h}{t} \quad (8)$$

Donde:

h = Distancia entre el primer y el segundo detector.

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:

$$Q = \left[\frac{h}{t} \times (dr^2 - ds^2) \right] \times [6.994 \text{ bbl/d}] \quad (9)$$

Donde:

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 inyectado¹⁷.

2.9 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, utilizando la ecuación.

$$\% = \left(\frac{Q_i}{Q_t} \right) \times 100 \quad (10)$$

Donde:

Qi: Caudal que ingresa a cada intervalo.

Qt: Caudal total inyectado al pozo.

¹⁷ FERNEY Heberth. “ Un Análisis a las Técnicas de Perfilaje en Pozos Inyectores”. ECOPETROL, El Centro, Marzo de 2001.

3. METODOLOGÍA

Para cumplir con los objetivos planteados al inicio del proyecto se presenta a continuación la metodología utilizada para la distribución de la inyección, la cual inicia con la recopilación y validación de la información necesaria para el desarrollo del proyecto, posteriormente se muestra el procedimiento empleado para la distribución vertical de la inyección en los pozos del Campo La Cira-Infantas. Las áreas a las cuales se les hizo la distribución vertical fueron Cira Norte, Cira Sur, Cira Este e Infantas Norte, sin embargo el análisis se centra en un sector específico de la parte norte de Cira Sur, correspondiente al área 3W dentro de la categorización anterior de las áreas del campo.

3.1 EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE.

Para el desarrollo del proyecto se hizo necesario adquirir y realizar un control de calidad a la información que iba a ser analizada con el fin de obtener la mayor confiabilidad posible en la data que iba a ser trabajada.

Para llevar a cabo este proceso se desarrolló inicialmente una fase de organización donde la información disponible fue estructurada, para posteriormente pasar a una fase de análisis y control de calidad de la información.

La información que inicialmente se logró recopilar y validar para el campo La Cira-Infantas fue la siguiente:

- Histórico de trazadores radioactivos para todo el campo.

- Eventos: fecha de trabajos, tipo de eventos (reparaciones, estimulaciones, servicios, cañoneos, recañoneos, cañoneos adicionales, cierres de zonas, conversión de pozos, entre otros).
- Datos geológicos correspondientes a información de marcadores geológicos.
- Información Sartas Selectivas.
- Seguimiento operaciones de Slickline en Sartas Selectivas.
- Estados mecánicos de los pozos.
- Historia de producción e Inyección.

3.1.1 Recopilación de trazadores radioactivos en el campo La Cira Infantas.

Históricamente en el campo se han tomado trazadores radioactivos desde finales de los años 50. Inicialmente la empresa encargada de tomar los perfiles de inyección era Colregistros, sin embargo, actualmente la empresa encargada de llevar a cabo estas pruebas en campo, es la compañía HS (Hydrocarbon Services), quien adicionalmente realiza todas las operaciones relacionadas con Slickline en pozos Inyectores.

Como se mencionó en el anterior capítulo el material radioactivo que se está utilizando para la toma de los trazadores es el I-131, el cual tiene un tiempo de vida media de 8.05 días, con lo que se garantiza el cumplimiento con las regulaciones ambientales.

Al verificar el histórico de trazadores tomados para el campo La Cira-Infantas, se observó que no se encontraban almacenados todos los registros de trazadores en una sola fuente, debido a que existían reportes en diferentes bases de datos, incluso algunos no se encontraban almacenados, por ello hubo la necesidad de realizar el cruce de información y verificar que la recopilación de trazadores se realizara de la manera más completa posible.

A continuación se da el procedimiento utilizado para la recopilación de la información correspondiente a los trazadores radioactivos tomados en el campo.

TRAZADORES TOMADOS ENTRE 1958 Y 1997

Inicialmente se tomó una base de datos existente llamada Newellt97.mdb, propiedad de Ecopetrol, de la cual se extrajeron los trazadores tomados desde el inicio de las pruebas, hasta el año 1997, fecha a la que se encontraba actualizada la base de datos. En la **Tabla 9** se esquematizan los trazadores efectuados en cada uno de estos años. En total al año 1997 se habían tomado en el campo 1220 trazadores.

En la **Figura 14**, se puede observar los trazadores llevados a cabo antes del año 1997 para cada una de las áreas del campo La Cira-Infantas, como se puede apreciar, los perfiles de inyección durante estos años fueron tomados en todo el campo, exceptuando las áreas de Infantas Central e Infantas Sur, donde no se ejecutaron pruebas de trazadores, debido a que no presentaron inyección de agua durante estos años.

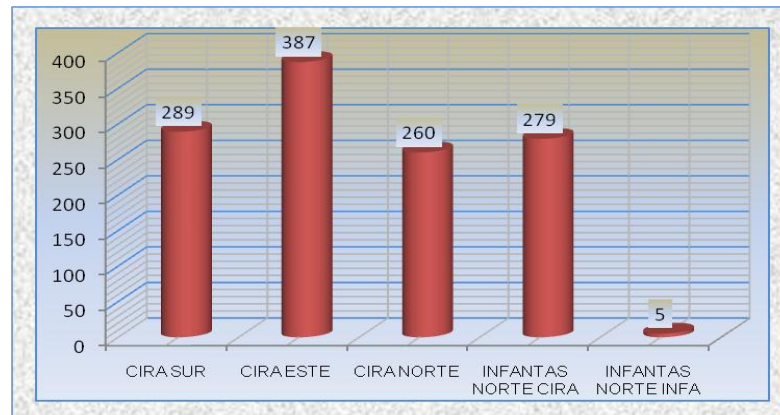
Tabla 9. Trazadores Histórico por años para el Campo La Cira-Infantas entre 1958-1997.

Año	Número de trazadores	Año	Número de trazadores
1958	1	1978	24
1959	8	1979	18
1960	14	1980	35
1961	25	1981	32
1962	17	1983	42
1963	13	1984	9
1964	29	1985	7
1965	18	1986	30
1966	55	1986	14
1967	75	1987	39
1968	30	1989	20
1969	26	1990	14
1970	67	1991	39
1971	37	1992	36
1972	45	1993	41
1973	45	1994	39
1974	53	1995	37
1975	9	1996	47
1976	77	1997	37
1977	16		
TOTAL		1220	

Fuente: ECOPETROL, Base de Datos Newellt97.mdb.

Una vez fueron obtenidos y almacenados en una nueva base de datos los trazadores ejecutados durante los años 1957 y 1997, se procedió a actualizar la información para los años siguientes, hasta septiembre de 2009, como se muestra a continuación.

Figura 14. Trazadores Histórico por áreas, Campo La Cira Infantas entre 1958-1997.



Fuente: ECOPETROL, Base de Datos Newellt97.mdb.

Una vez fueron obtenidos y almacenados en una nueva base de datos los trazadores ejecutados durante los años 1957 y 1997, se procedió a actualizar la información para los años siguientes, hasta septiembre de 2009, como se muestra a continuación.

TRAZADORES TOMADOS ENTRE 1998 Y 2009

Para la recopilación de los trazadores ejecutados a partir del año 1998, se tomó la información existente en las bases de datos de la compañía, sin embargo al realizar el cruce de información almacenada en físico de los archivos de registros de trazadores de la empresa, con la información de trazadores en las bases de datos, se observó que no se encontraban almacenados en digital todos los trazadores, por lo tanto hubo la necesidad de realizar el cruce de información, y los registros faltantes en las bases de datos fueron ingresados con el fin de tener la información de trazadores completa para su posterior análisis. En total se encontraron 97 reportes de trazadores faltantes que no se encontraban almacenados en las bases de

datos. En la **Tabla 10**, se muestra el total de trazadores realizados por año a partir de 1998 hasta septiembre de 2009, como se puede observar, el año en que más se realizaron pruebas de trazadores fue en el 2008, esto debido al gran número de pozos nuevos y workovers que entraron en inyección durante este año.

Tabla 10. Numero de Trazadores Histórico por años Campo La Cira Infantas entre 1998-2009.

Año	Número de trazadores
1998	10
2002	26
2003	28
2004	12
2005	1
2006	11
2007	70
2008	140
Enero-Septiembre 2009	38
TOTAL	336

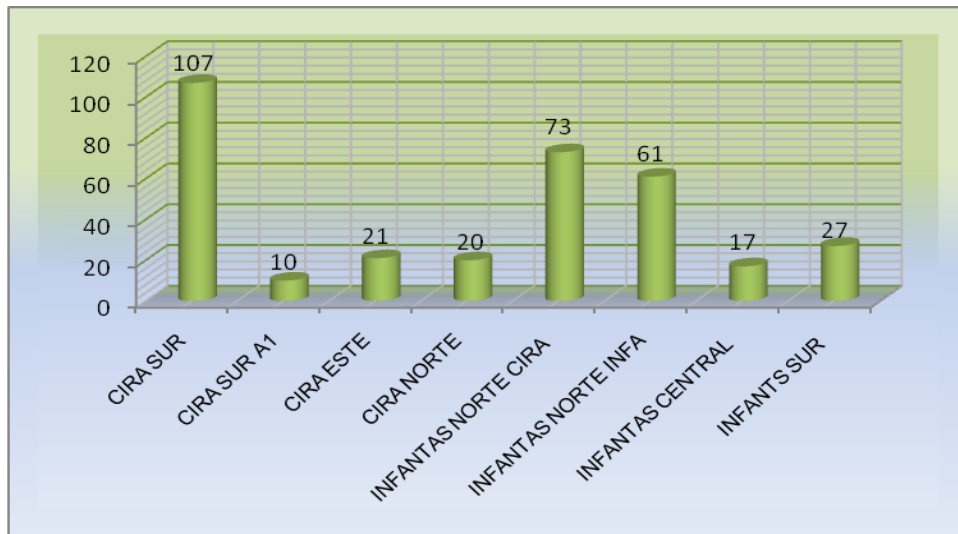
Fuente: Autor.

En la **Tabla 11** y la **Figura 15**, se presenta el número de trazadores tomados por área para el Campo La Cira-Infantas durante el año 1998 y septiembre de 2009, como se puede observar, el total de trazadores tomados durante estos años fue de 336, presentándose la mayor densidad de trazadores en el área de Cira Sur, seguido de Infantas Norte-Cira e Infantas Norte-Infra, éstos resultados concuerdan con la mayor inyección de agua existente para éstas áreas, en comparación con la de todo el campo.

Tabla 11. Trazadores Histórico por áreas, Campo La Cira-Infantas, Años 1998-2009.

ÁREA	Numero de trazadores
CIRA SUR	107
CIRA SUR A1	10
CIRA ESTE	21
CIRA NORTE	20
INFANTAS NORTE CIRA	73
INFANTAS NORTE INFA	61
INFANTAS CENTRAL	17
INFANTS SUR	27
TOTAL	336

Figura 15. Trazadores Histórico por áreas Campo La Cira-Infantas, Años 1998-2009.



Fuente: Autor.

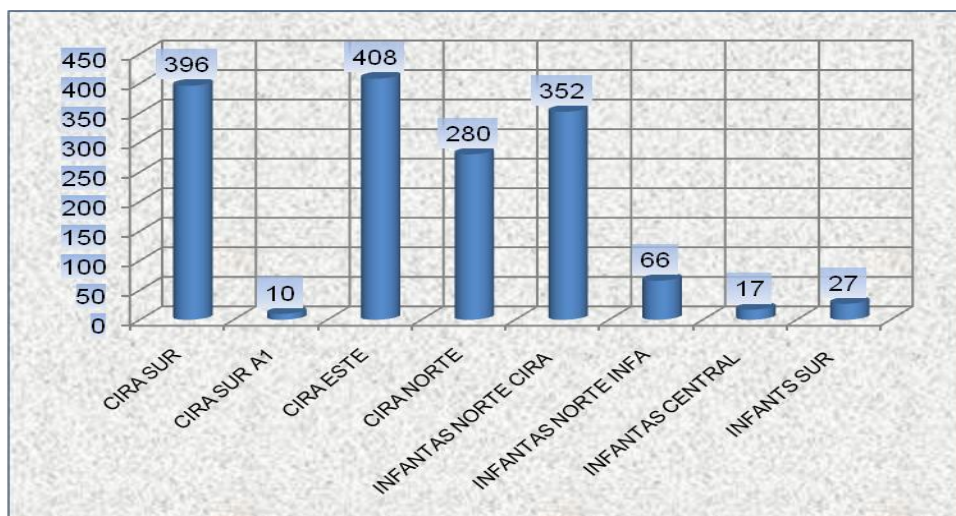
En total fueron recopilados y llevados a una sola fuente 1556 trazadores radioactivos. La **Tabla 12** y la **Figura 16** ilustran el total de trazadores tomados para el campo La Cira-Infantas desde 1957, correspondiente a la

fecha de inicio de las pruebas de trazadores en campo hasta septiembre de 2009.

Tabla 12. Numero de Trazadores Histórico por áreas Campo La Cira-Infantas, a septiembre de 2009.

ÁREA	Numero de trazadores
CIRA SUR	396
CIRA SUR A1	10
CIRA ESTE	408
CIRA NORTE	280
INFANTAS NORTE CIRA	352
INFANTAS NORTE INFA	66
INFANTAS CENTRAL	17
INFANTS SUR	27
TOTAL	1556

Figura 16. Numero de Trazadores Histórico por áreas Campo La Cira-Infantas, a septiembre de 2009.



Fuente: Autor.

3.1.2 Eventos

Para la realización de la tabla de eventos de los pozos, la información de trabajos fue recopilada de las bases de datos donde se encuentra toda la información correspondiente a trabajos de Workover, Well Services y otros. La información que se tuvo en cuenta fue: el tipo de eventos, ya sea reparaciones, estimulaciones, servicios, cañoneos, recañoneos, cañoneos adicionales, cierre y apertura de zonas, conversión de pozos (productor a inyector o inyector a productor), y demás trabajos que pudieran haberse realizado en la historia del pozo.

Mediante la verificación de la anterior información, se resumió la historia del pozo a través del tiempo especificando los principales trabajos e intervenciones en el pozo y definiendo los intervalos históricos abiertos a inyección, ya que esta información fue indispensable para analizar mejor el comportamiento de los trazadores radioactivos como se mostrará más adelante.

3.1.3 Datos Geológicos (Marcadores).

Los marcadores fueron tomados de las bases de datos oficiales para los pozos del campo La Cira Infantas, estos datos son interpretados por los geólogos encargados de las diferentes áreas del campo, quienes definen el tope y la base de cada una de las unidades y subunidades encontradas en los pozos de acuerdo a su interpretación.

3.1.4 Estados Mecánicos.

Se observó que algunos estados mecánicos no se encontraban almacenados en los Software de la compañía, estos correspondían

principalmente a pozos nuevos y algunos Workover y Well Service realizados durante mediados de 2008 y inicios de 2009, por ello hubo la necesidad de realizar su respectiva carga, debido a que son una gran fuente de consulta. Los estados mecánicos fueron cargados en la herramienta DSS (Dynamic Surveillance System), y OFM (Oil Field Manager).

El estado mecánico cargado para cada pozo se realizó de manera completa, para ello se tuvo en cuenta la información desde la perforación, completamiento y finalmente la instalación de la sarta, ya sea de producción o de inyección. Para los pozos con Workover o Well Service se cargo únicamente el trabajo realizado, es decir, algún cañoneo adicional, aislamiento de intervalos, cambio de sarta, u otros. El total de Estados Mecánicos cargados en la herramienta DSS fue de 120, y en OFM de 90, correspondiente a pozos inyectoros y productores de todo el campo.

3.1.5 Historia de Produccion (Petroleo, Agua y Gas) e Inyeccion de agua.

Se tomó la información histórica de inyección de agua y la de producción de aceite, gas y agua de las bases de datos de OFM y DSS, fue necesaria la evaluación de dicha información de manera detallada con el fin de verificar su veracidad y confiabilidad.

La información tomada anteriormente fue la correspondiente únicamente a la zona C de la formación mugrosa inferior del campo, por ser esta la zona de estudio del presente trabajo y además, esta es la zona por la que se está inyectando actualmente y de donde se produce la mayor cantidad de petróleo del campo.

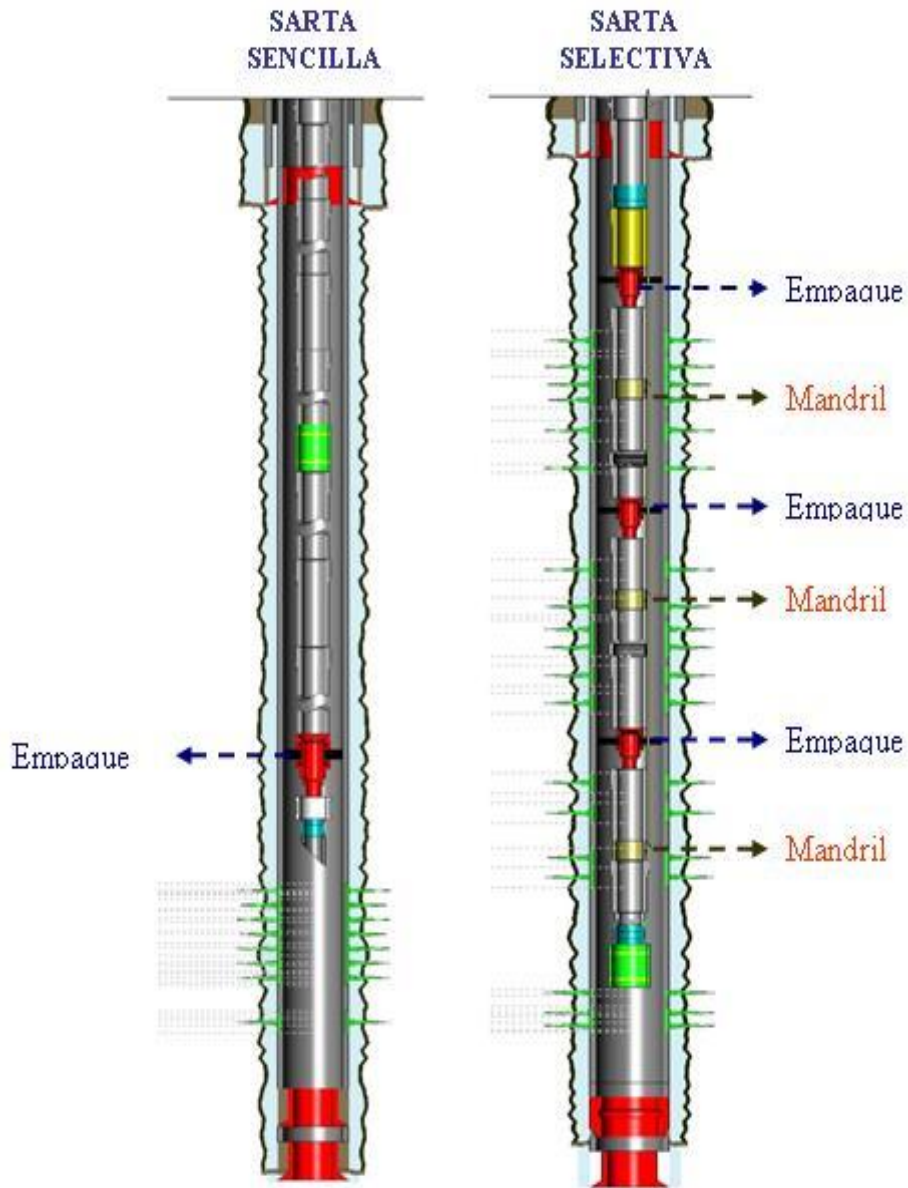
3.2 SARTAS SELECTIVAS.

El Completamiento en pozos inyectoros mediante sartas selectivas es de mejor utilidad para controlar y administrar la inyección en comparación con la sarta sencilla, ya que permite que se aíslen mecánicamente aquellos intervalos por los que no se desea inyectar, debido a la posible canalización del agua, contribuyendo a que la inyección sea distribuida en todas las zonas deseadas uniformemente. La sarta selectiva permite también regular el caudal que se quiere inyectar por una determinada zona o grupo de intervalos.

En la **Figura 17** se muestra la comparación entre un completamiento típico mediante sarta sencilla y uno selectivo para un pozo inyector del campo La Cira-Infantas. Como se puede observar, la sarta selectiva consta de un grupo de mandriles y de empaques ubicados en profundidad, entre cada mandril hay dos empaques, uno arriba y otro en la parte inferior del mandril. Esta configuración es para permitir que la inyección entre por cada uno de los mandriles y alimente los intervalos comprendidos entre los empaques, los cuales cumplen la función de aislar zonas o intervalos. Para el caso del Pozo Inyector sencillo no se cuenta con mandriles separados con empaques como sucede con la sarta selectiva, por consiguiente no se puede controlar el caudal de inyección por una zona o un grupo de intervalos.

Si se quisiera aislar alguna zona o grupo de intervalos, o si se desea regular el caudal de inyección por un determinado mandril de un inyector selectivo, lo que se hace es instalar una válvula ciega ecualizable, también llamada Dummy, la cual no permite el flujo o una válvula reguladora, mediante la cual

Figura 17. Completamiento Sencillo y Selectivo para un pozo Inyector.



Fuente: Base de Datos PROFILE 2003.14, "Estados Mecánicos". Occidental de Colombia Inc.

se regula el caudal, En la **Figura 18** se muestra un mandril de inyección, como se puede observar, el mandril está compuesto de una camisa o

bolsillo donde van instalados las válvulas, ya sea para regular o para aislar la inyección según las condiciones bajo las que se necesiten trabajar. Cabe resaltar que el mandril también puede ir sin válvula Ciega (Dummy) y sin válvula reguladora, es decir “Full open”, abierto completamente a inyección sin ninguna restricción al caudal, esto depende del análisis de yacimientos y de las condiciones actuales de los pozos.

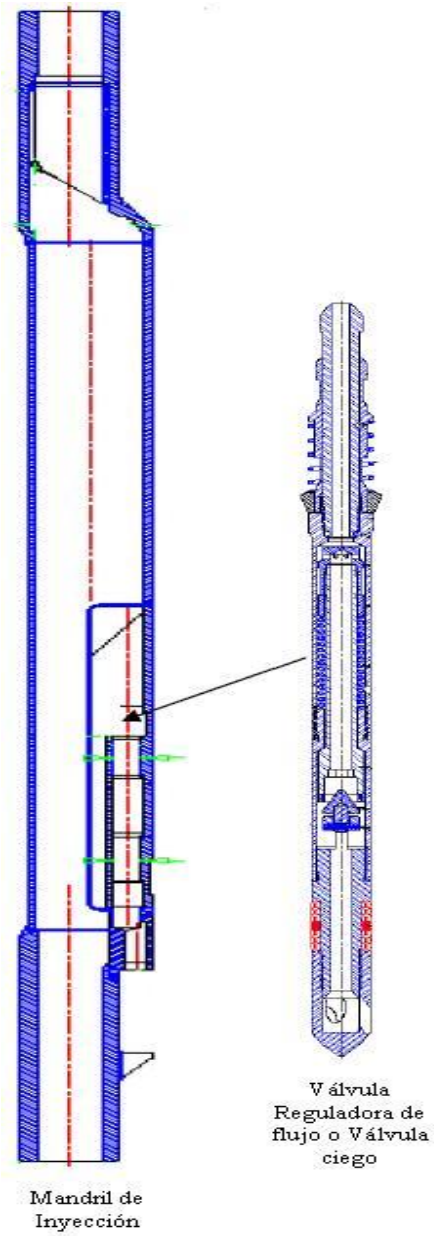
En el campo La Cira-Infantas el inicio de la implementación del completamiento mediante sartas selectivas se dio a mediados del año 2006 debido a la necesidad inminente de mejorar el comportamiento vertical de la inyección, ya que existían áreas donde la inyección no era efectiva debido al alto número de pozos con inyección preferencial que causaban que el proceso no presentara los resultados deseados.

En el campo La Cira Infantas, generalmente las sartas de inyección selectiva cuentan con entre 2 y 4 mandriles de inyección. El número de mandriles a emplear, así como su ubicación en profundidad son diseñados de acuerdo a las necesidades de inyección y a la distribución estratigráfica del yacimiento. Generalmente en campos que presentan un alto grado de estratificación pueden llegarse a emplear mayor número de mandriles y empaques, tal es el caso del Campo Cerro Dragón ubicado en Argentina¹⁸ en el cual se han completado pozos con hasta 12 mandriles y 12 empaques.

De acuerdo a la información revisada y analizada, se observó que actualmente a septiembre de 2009 se encuentran en el campo 106 pozos inyectoros con sartas selectivas, La **Tabla 13** y la **Figura 19** muestran la distribución de las sartas selectivas entre las diferentes áreas del campo.

¹⁸ MASSAGLIA, Ezequiel, BALDASSA, Dario. “*Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field*”. SPE Paper 99997, Pan American Energy LLC. Tulsa, Oklahoma, 2006.

Figura 18. Mandril de Inyección.



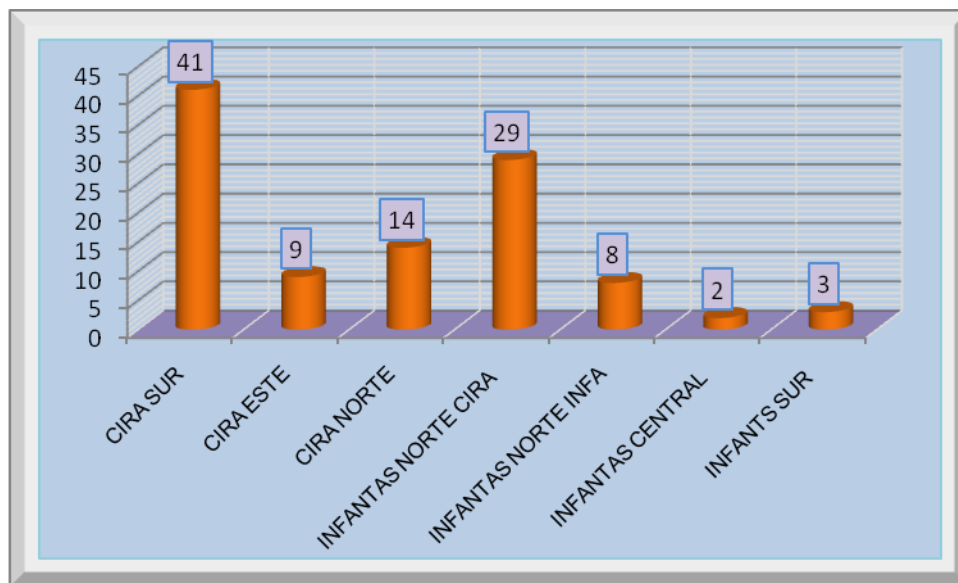
Fuente: Completamiento básico Sartas Selectivas, Informe Técnico LCI.

Tabla 13. Numero de Sartas selectivas por área para el Campo La Cira-Infantas.

ÁREA	Número de Sartas Selectivas
CIRA SUR	41
CIRA ESTE	9
CIRA NORTE	14
INFANTAS NORTE CIRA	29
INFANTAS NORTE INFA	8
INFANTAS CENTRAL	2
INFANTS SUR	3
TOTAL	106

Fuente: Autor.

Figura 19. Sartas Selectivas del Campo La Cira Infantas por Áreas.



Fuente: Autor.

Como se puede observar, el área en la que se encuentra el mayor número de sartas selectivas en el Campo es Cira Sur, seguido de Infantas Norte Cira, esto es consecuente con la mayor inyección de agua existente para estas áreas, en comparación con la de todo el campo. Estas áreas han presentado problemas de inyección preferencial causado por el alto grado de estratificación existente en sus arenas, lo que ha obligado a implementar este tipo de completamiento que ayuda a mejorar la inyección por los diferentes estratos del yacimiento, permitiendo que la inyección sea más uniforme a través de todas las unidades y subunidades, y de este modo se vea reducido el efecto de la canalización e inyección preferencial por los intervalos más permeables y de más baja presión.

3.2.1 Seguimiento operaciones de Slickline en sartas selectivas.

Las operaciones de Slickline son aquellas intervenciones que se le realizan a un pozo inyector o productor con el fin de instalar, liberar o acondicionar algún equipamiento dentro del pozo con el propósito de ajustar las condiciones de operación del mismo, las anteriores operaciones son realizadas mediante la utilización de la tecnología de alambre el cual provee comunicación entre la herramienta y la superficie. El alambre de metal utilizado comúnmente tiene un diámetro entre 0.092 y 0.125 pulgadas.

Se llevó a cabo el seguimiento de las operaciones de Slickline en pozos inyectores que presentan completamiento con sartas selectivas, esto con el fin de determinar el estado actual de cada uno de los mandriles al momento de la toma de un registro trazador. La revisión fue hecha para las operaciones de Slickline desarrolladas a partir de mediados del 2006, fecha en que se iniciaron los completamientos con sartas selectivas en los pozos inyectores del campo. Durante la revisión de los trabajos, hubo la necesidad de solicitar todos los reportes en físico presentes en los archivos de la

empresa, ya que existían reportes que no se encontraban en digital, lo cual dificultaba el desarrollo del trabajo.

Entre las operaciones de Slickline más comunes, y a las que se les hizo seguimiento fueron:

- **Instalación y retiro de Válvulas Dummy.**

Éstas válvulas, también llamadas ciegos, cumplen la función de aislar grupo de intervalos o unidades, ya que no permiten el flujo, por ello actúan como verdaderos sellos, los cuales son de gran aplicación en aquellas zonas que presentan canalizaciones del agua de inyección, y por las cuales no se desea seguir inyectando. Se le realizó seguimiento a los pozos selectivos que presentaban válvulas Dummy en sus mandriles, esto con el fin de facilitar la interpretación de los trazadores.

- **Instalación y retiro de válvulas reguladoras.**

Las válvulas reguladoras admiten un determinado flujo por cada uno de los mandriles permitiendo de esta manera que el agua de inyección se distribuya mejor a través de todos los intervalos, y así se mejore la eficiencia vertical, ya que se controla el caudal en aquellas zonas que presentan inyección preferencial, contribuyendo a que las zonas que no han sido barridas por la inyección puedan ser influenciadas. La válvula mantiene un caudal constante predeterminado por cada mandril y ajeno a cualquier cambio de presión en el sistema o el yacimiento. El sistema de control de caudal de una válvula se da mediante orificios fijos intercambiables.

Se le hizo seguimiento a los pozos que presentaban válvulas reguladoras en sus mandriles, verificándoles también el caudal al cual estaban reguladas dichas válvulas.

- **Seguimiento regulación de válvulas.**

Se le hizo seguimiento a la regulación que diseñan los ingenieros de yacimientos para las válvulas de los mandriles en los pozos selectivos, y las que finalmente calibran las compañías de servicios encargadas de su fabricación, esto con el fin de verificar que se cumpla con las regulaciones deseadas.

- **Toma de fondos en los pozos inyectoros.**

La toma de fondos es una operación indispensable en el campo, ya que gracias a su ejecución, es posible identificar arenamientos, así como posibles colapsos en los pozos inyectoros. Por medio de la toma de fondos se pueden determinar los intervalos que se encuentran arenados, y por ende las unidades por las que no se está inyectando debido a la restricción existente.

3.2.2 Resultados Seguimiento Operaciones de Slickline en Sartas Selectivas.

De las 106 sartas selectivas existentes en el campo a septiembre de 2009, y de acuerdo al análisis realizado a todas las operaciones de Slickline desarrolladas entre 2006 y septiembre de 2009, se encontró que 66 pozos se encuentran actualmente full open, es decir no contienen en sus mandriles ningún tipo de restricción, ya sea Dummy o Válvulas reguladoras, por lo tanto están abiertos completamente a inyección por todos sus intervalos, 26 pozos inyectoros presentan válvulas reguladoras en todos sus mandriles, 10 pozos

inyectores presentan válvulas en por lo menos uno de sus mandriles, y 4 presentan Dummy en alguno de sus mandriles. Lo anterior puede ser observado en la tabla 14.

Tabla 14. Configuración actual de las sartas selectivas del campo.

Configuración Sartas Selectivas Campo La Cira-Infantas	
Pozos inyectores con mandriles Full open	66
Pozos inyectores con Válvulas reguladoras en todos sus mandriles	26
Pozos inyectores con al menos una válvula en sus mandriles	10
Pozos inyectores con un Dummy y los demás mandriles full open	4
TOTAL	106

Fuente: Autor.

La recopilación y actualización de las operaciones de Slickline en las sartas selectivas del campo permitió definir el estado histórico y actual de cada uno de los pozos inyectores que presentaban completamiento mediante sarta selectiva, es decir como están configurados al día de hoy cada uno de los mandriles de inyección: si estaban abiertos completamente a inyección (full open), si estaban aislados (con Dummies), o si estaban regulados (con válvulas reguladoras), dicha información fue llevada a las diferentes bases de datos de la compañía, de donde toman la información los diferentes software utilizados para consulta de los ingenieros de producción y de yacimientos.

3.3 DISTRIBUCIÓN VERTICAL Y TRAZADORES.

Con la información anterior recopilada, analizada y validada se procedió a realizar su integración para generar las tablas de distribución vertical de los pozos inyectores del área, dichas tablas reflejan el comportamiento de la inyección histórica por subunidad y por intervalo de inyección para cada pozo, por ello son una herramienta muy importante dentro de la evaluación, el procedimiento para realizar las tablas se dio mediante la correlación de la

información ya validada anteriormente, para ello se tuvieron en cuenta las siguientes variables para cada pozo: el historial de eventos de pozo, el estado mecánico, los trazadores radioactivos, los marcadores geológicos, las operaciones de Slickline, entre otros. A continuación se muestra el procedimiento:

● CRUCE INFORMACIÓN TRAZADORES CON LOS MARCADORES GEOLÓGICOS

En primera instancia se realizó el cruce de la información de los intervalos evaluados en los trazadores radioactivos con los marcadores oficiales para los pozos, esto con el fin de determinar el porcentaje de inyección existente para cada uno de los intervalos y subunidades al momento de la toma de un trazador.

Una vez son conocidos los porcentajes de inyección por subunidad y por intervalo, se procede a expresar el comportamiento de inyección en el tiempo de acuerdo a la información de todos los trazadores.

3.4 METODOLOGÍA DISTRIBUCIÓN DE LOS TRAZADORES.

A continuación se explica el procedimiento realizado para realizar la distribución vertical de la inyección tomando como base la información de los trazadores radioactivos.

Para la realización de la distribución vertical de la inyección, lo primero que se hizo fue proyectar los valores de los trazadores radioactivos tomados por los intervalos abiertos durante todo el periodo de inyección. Esto con el fin de poder asignar el porcentaje de agua inyectada tomado por cada intervalo y subunidad. Para ello se tuvo en cuenta lo siguiente (**Figura 20**):

- **Fecha antes del primer trazador: se asume un valor igual al encontrado en el primer trazador.**

Para la inyección existente antes de la toma del primer trazador se asume que exhibe el mismo comportamiento del encontrado en dicho registro.

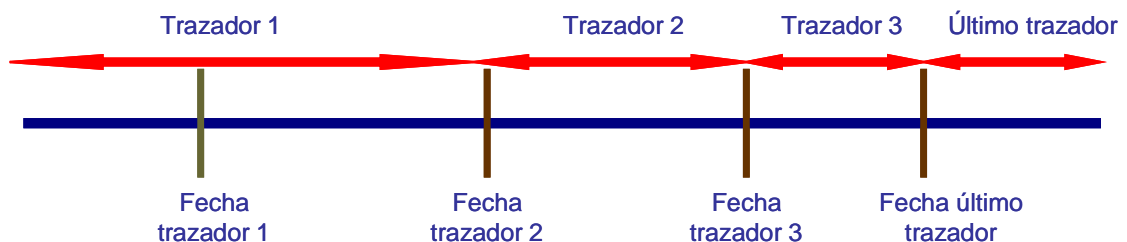
- **Fecha después del primer trazador: se asume un valor igual al encontrado en el primer trazador.**

Para la inyección existente después de la toma del primer trazador, se asume un comportamiento de inyección igual al observado en el primer trazador, dicho comportamiento continúa en el tiempo hasta que se encuentra el segundo trazador. Este procedimiento continúa de la misma manera en el tiempo hasta que se encuentra el último trazador.

- **Fecha después del último trazador: se asume un valor igual al del último trazador.**

Para la inyección existente después del último trazador, se asume un comportamiento igual al encontrado en el último registro trazador.

Figura 20. Forma de distribuir los valores de los trazadores en la inyección.



Fuente: Autor.

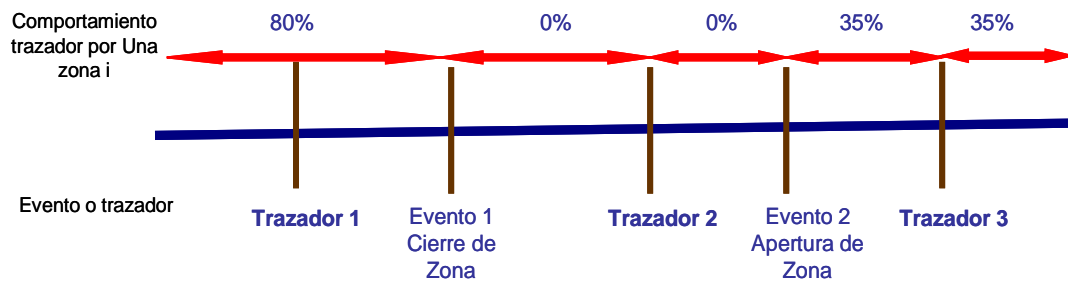
Adicionalmente a la metodología de distribución de trazadores en el tiempo mencionada anteriormente es importante tener en cuenta el histórico de eventos en cada uno de los pozos correspondiente a cierres y aperturas de intervalos, estimulaciones, aislamiento de zonas que puedan alterar el estado mecánico original de los diferentes pozos y por consiguiente la distribución de la inyección, dichos eventos deben ser incluidos dentro de la línea de tiempo empleada para la distribución de los trazadores radioactivos, por ello cuando hay eventos que alteran el perfil de inyección, suelen denominarse trazadores ficticios. Por ejemplo, si se cierra una zona en el tiempo transcurrido entre dos trazadores, y si dicha zona estaba tomando agua antes que fuera aislada, a partir de que sucede el evento aparecerá que no toma, y el comportamiento que refleja el trazador siguiente al trabajo puede ser traído desde que se ejecuta el evento.

En el caso que haya el evento de la apertura de una zona, el comportamiento que exhibe el trazador tomado después del evento, se trae a partir de la fecha en que sucede el evento. En la **Figura 21** se muestra el ejemplo para una zona i, la cual inicialmente según el trazador 1 estaba inyectando el 80% de la inyección total, sin embargo antes que se tome el segundo trazador la zona es aislada (evento 1), por lo tanto a partir de que sucede el evento la zona no está tomando, por ello su porcentaje de inyección debe tomarse como cero, posteriormente se abre la zona i (evento 2), entre el segundo y tercer trazador, por consiguiente después del evento esa unidad debe recibir la misma inyección que refleja el trazador 3, es decir el 35% de la inyección.

El hecho de incluir los eventos hace más confiable la determinación de la distribución vertical, ya que se consideran todos aquellos cierres y aperturas de intervalos o zonas antes que se vean reflejados en los trazadores dichos comportamientos. Cabe resaltar que los cierres y aperturas deben ser

tenidos en cuenta tanto en las sartas sencillas como en las selectivas, para el caso de éstas últimas, el cierre está representado por la instalación de una válvula Dummy en el mandril y la apertura por su retiro, y los intervalos o zonas afectadas serán aquellas que se encuentren entre su empaque superior e inferior.

Figura 21. Distribución de trazadores en presencia de eventos.



Fuente: Autor.

El procedimiento mencionado anteriormente fue el empleado para la distribución de los trazadores radioactivos para todos los pozos inyectores de las diferentes áreas del campo La Cira-Infantas, sin embargo en el presente estudio únicamente se enfatizará en el área involucrada para el análisis del comportamiento de inyección.

4. APLICACIÓN SECTOR DEL ÁREA 3W DEL CAMPO LCI.

De acuerdo con la información y experiencia que se tiene para la zona de estudio en el campo La Cira-Infantas, indican que el área es muy heterogénea. El grado de variación de permeabilidad ha recibido mucha atención, puesto que en los proyectos de recuperación secundaria es necesario determinar la eficiencia del agua inyectada: entre menos heterogéneo sea el yacimiento, mayor éxito o beneficio se logrará en un proyecto de inyección de agua¹⁹. Si se observa la presencia de grandes variaciones de permeabilidad en capas individuales dentro del yacimiento, y si dichas capas presentan continuidad sobre áreas extensas, el agua que es inyectada alcanzara muy rápido la ruptura en las capas de alta permeabilidad trayendo como consecuencia que se transporten grandes volúmenes de agua antes que las capas de menor permeabilidad hayan sido barridas eficientemente y por ende esto afecta la economía o rentabilidad del proyecto de inyección de agua.

A continuación se presenta el procedimiento de distribución y análisis de inyección para un sector del campo La Cira-Infantas. El nombre de los pozos involucrados en el sector de estudio fueron modificados por confidencialidad de la empresa.

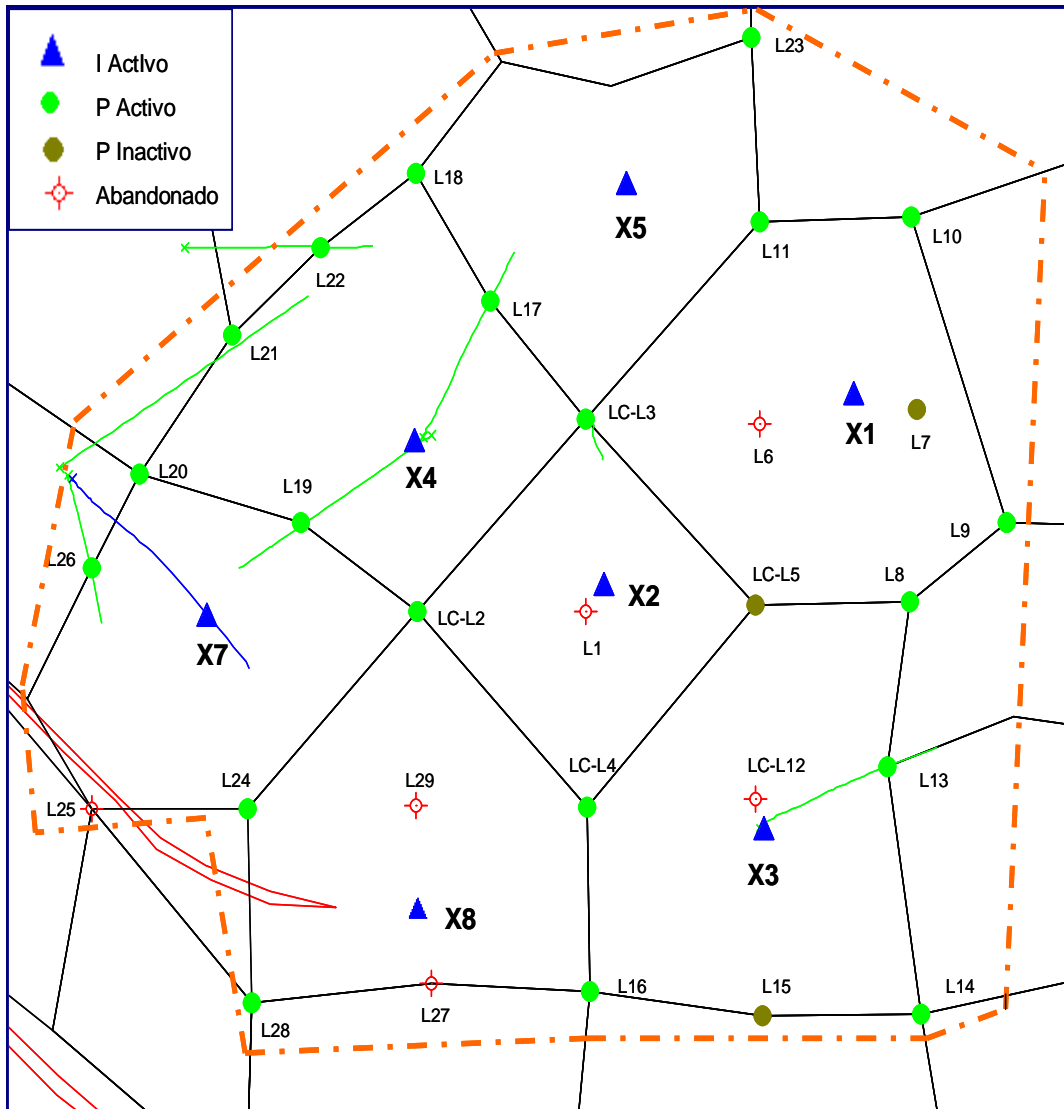
4.1 SECTOR DE ANÁLISIS.

El área seleccionada para la revisión y análisis, corresponde principalmente al patrón de inyección X2 y sus patrones vecinos X1, X3, X4, X5, X6 y X7 (**Figura 22**), si bien la inyección de agua en el campo se inició en el año

¹⁹ GANESH, Thinker and ABDUS, Spatter. *"Integrated Waterflood Asset Management"*. Chevron Petroleum Technology Company. Tulsa, Oklahoma, 1998.

1946, los patrones seleccionados se encuentran inyectando agua desde el año 2006 según la historia de inyección para el sector.

Figura 22. Patrones de inyección pertenecientes al área de estudio.



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System).

Los pozos inyectoros existentes en el área de estudio presentan completamientos sencillos y selectivos como puede observarse en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Tipo de Sarta de Inyección, Pozos inyectoros, área de estudio, 3W del Campo La Cira-Infantas

Pozo Inyector	Tipo de Sarta
X1	Sencilla
X2	Selectiva
X3	Sencilla
X4	Sencilla
X5	Selectiva
X6	Sencilla
X7	Selectiva

Fuente: Base de datos OFM (Oil Field Manager).

Los pozos inyectoros y productores pertenecientes a cada patrón son visualizados en la **Figura 22** y la **Tabla 16**, donde también se da el estado actual de cada pozo. El área fue seleccionada para esta revisión debido a la alta producción de agua en sus pozos productores posiblemente ocasionada por canalizaciones del agua inyectada en aquellas arenas con mayores permeabilidades, además por la presencia de pozos inyectoros en el sector que presentan completamiento con sarta selectiva.

A continuación se explicará la metodología de distribución vertical de la inyección para el pozo X2.

Tabla 16. Pozos Patrones de Inyección, Área de estudio.

Patrón	Pozo inyector	Pozo Productor	Estado actual
Patrón de inyección X2	X2	L1	Taponado y abandonado
		L2	Productor activo
		L3	Productor activo
		L4	Productor activo
		L5	Productor inactivo
Patrón de Inyección X1	X1	L6	Taponado y abandonado
		L7	Productor inactivo
		L8	Productor activo
		L9	Productor activo
		L10	Productor activo
		L11	Productor activo
		L3	Productor activo
Patrón de Inyección X3	X3	L5	Productor inactivo
		L12	Taponado y abandonado
		L13	Productor activo
		L14	Productor activo
		L15	Productor inactivo
		L30	Productor activo
		L16	Productor activo
		L5	Productor inactivo
Patrón de Inyección X4	X4	L8	Productor activo
		L4	Productor activo
		L17	Productor activo
		L18	Productor activo
		L3	Productor activo
		L4	Productor activo
		L19	Productor activo
		L20	Productor activo
Patrón de Inyección X5	X5	L21	Productor activo
		L22	Productor activo
		L23	Productor activo
		L11	Productor activo
		L3	Productor activo
Patrón de Inyección X6	X6	L17	Productor activo
		L18	Productor activo
		L2	Productor activo
		L4	Productor activo
		L3	Productor activo
		L27	Taponado y abandonado
		L28	Productor activo
Patrón de Inyección X7	X7	L24	Productor activo
		L29	Taponado y abandonado
		L4	Productor activo
		L19	Productor activo
		L20	Productor activo
		L24	Productor activo
		L25	Taponado y abandonado
		L26	Productor activo

Fuente: Base de datos DSS (Dynamic Surveillance System).

4.1.2 Ejemplo Pozo X2.

El pozo X2 fue perforado y completado en el año 2006 como inyector sencillo, posteriormente en el año 2007 fue completado como sarta selectiva con dos mandriles, en la **Tabla 17**. se muestran los principales eventos para este pozo inyector, incluyendo las diferentes actividades de Slickline realizadas.

Tabla 17. Eventos principales Pozo X2.

POZO	TIPO DE TRABAJO	FECHA	DESCRIPCIÓN TRABAJO
X2	PERFORACION	03/07/2006	Perforación pozo Inyector
X2	COMPLETAMIENTO	05/09/2006	Completamiento Sarta sencilla
X2	WELL SERVICE	08/24/2007	Completamiento Sarta Selectiva (dos mandriles)
X2	SLICKLINE	09/30/2007	Retiro de Dummys del mandril 1 y 2
X2	SLICKLINE	03/12/2008	Retiro de Dummy del mandril 1 e instalación de Dummy en el mandril 2
X2	SLICKLINE	09/22/2009	Retiro de Válvula Dummy del mandril 2
X2	SLICKLINE	07/04/2009	Toma de Fondo

Fuente: Openwells.

Marcadores Geológicos Pozo X2.

Los marcadores geológicos para el pozo X2 son definidos en la **Tabla 18**, donde se muestran los topes, bases y espesores de cada una de las unidades encontradas en la columna del pozo.

Tabla 18. Marcadores Pozo X2.

POZO	Subunidad	Topo Subunidad(ft)	Base Subunidad (ft)	Espesor (ft)
X2	A2a	630.26	772.06	141.80
X2	A4	772.06	836.54	64.48
X2	A4a	836.54	1041.40	204.86
X2	AB-C	1041.40	1122.67	81.27
X2	B1-C	1122.67	1474.33	351.66
X2	B2	1474.33	1777.72	303.39
X2	B3	1777.72	2056.96	279.24
X2	B4	2056.96	2198.21	141.25
X2	C1-C	2198.21	2281.01	82.80
X2	C1Ab-C	2281.01	2309.96	28.95
X2	C2-C	2309.96	2378.34	68.38
X2	C2Dt-C	2378.34	2422.88	44.54
X2	Gtb-C	2422.88	2475.67	52.79
X2	C3-C	2475.67	2564.11	88.44
X2	C3Cb-C	2564.11	2618.23	54.12
X2	C4-C	2618.23	2691.48	73.25
X2	C4Cb-C	2691.48	2761.08	69.60
X2	C5-C	2761.08	2842.40	81.32
X2	D1	2842.40		

Fuente: Base de Datos, OFM.

Realizando la revisión del completamiento del pozo, se obtienen los intervalos que fueron cañoneados, los cuales se cruzan con los marcadores geológicos del pozo (Tabla 18), y de acuerdo a la profundidad del cañoneo y su correlación con las profundidades de los marcadores se determina la unidad o subunidad a la que pertenece cada intervalo perforado. Esto se puede observar en la **Tabla 19**, donde se muestran los intervalos que fueron perforados para el pozo y la respectiva unidad o subunidad a la que pertenece cada cañoneo.

Tabla 19. Intervalos Cañoneados Pozo X2

INTERVALOS PERFORADOS		UNIDAD
2201	2205	C1-C
2224	2250	C1-C
2262	2267	C1-C
2272	2278	C1-C
2326	2334	C2-C
2339	2351	C2-C
2355	2375	C2-C
2383	2391	C2Dt-C
2395	2399	C2Dt-C
2412	2417	C2Dt-C
2425	2429	Gtb-C
2443	2476	Gtb-C
2488	2506	C3-C
2539	2555	C3-C
2565	2588	C3Cb-C
2610	2617	C3Cb-C

Fuente: Openwells.

De la anterior tabla obtenemos los espesores efectivos por arenas para cada pozo, estos se estiman como el total de intervalos abiertos por cada una de las unidades y subunidades, para el caso del pozo X2, los intervalos efectivos son los mostrados en la **tabla 20**.

Tabla 20. Espesores Efectivos por Unidades y Subunidades pozo X2.

Unidad	Espesor efectivo (ft)
C1	41
C2	40
C2Dt	17
Gtb	37
C3	34
C3Cb	30

Fuente: Autor.

● Revisión Trazadores Pozo X2.

El pozo X2 como se muestra en la tabla de eventos, inicialmente presentó un completamiento con sarta sencilla para la cual se tomaron 6 trazadores radioactivos, posteriormente cuando se completo con sarta selectiva compuesta de tres mandriles se le tomaron 4 trazadores, las fechas en que se tomaron los trazadores y el tipo de sarta se pueden apreciar en las **tablas 21 y 22**.

Tabla 21. Trazadores Pozo X2, Sarta Sencilla.

Trazador	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ 5	TZ 6
Fecha	20-Jul-06	10-Sep-06	8-Jan-07	9-Jun-07	12-Jul-07	31-Jul-07

Tabla 22. Trazadores Pozo X2, Sarta Selectiva.

Trazador	TZ 7	TZ 8	TZ 9	TZ 10
Fecha	13-Oct-07	27-Feb-08	11-May-08	9-Jul-08

Fuente: Openwells, Base de Datos.

La profundidad a la que se hizo la medida de cada trazador fue correlacionada con la tabla de marcadores geológicos con el fin de obtener el porcentaje de inyección por cada unidad en todo el tiempo, la tabla donde se muestra el resumen completo de los trazadores para este pozo inyector se encuentra en el ANEXO A, en ella se puede apreciar al momento de la toma de un determinado trazador en una sarta selectiva, como estaban configurados cada uno de los mandriles, de acuerdo a las operaciones de Slickline revisadas, con ello se facilita más su análisis. Las **Tablas 23 y 24**, ilustran el comportamiento de la inyección por cada unidad obtenidas de las pruebas de trazadores radioactivos tomados para el pozo X2 cuando

presentaba los dos tipos de completamientos, como se puede observar, cuando el pozo fue completado con sarta selectiva se logró regular su caudal de inyección en el pozo, ya que históricamente en la sarta sencilla venía inyectando a tasas de inyección considerablemente altas.

Tabla 23. Distribución Histórica de Trazadores por Unidades. Sarta Sencilla Pozo X2.

Unidad	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ 5	TZ 6
	20-Jul-06	10-Sep-06	8-Jan-07	9-Jun-07	12-Jul-07	31-Jul-07
Q(Bwipd)	1800	3000	3850	4201	4750	1010
P(psi)	700	850	1000	920	1100	90
C1	22	33.04	16	63	37	0
C2	28	19.86	19	0	15	77
C2Dt	0	1.55	0	0	0	0
Gtb-C	3	16.4	0	0	0	0
C3-C	0	11.58	23	13	19	23
C3Cb-C	47	17.57	42	24	29	0

Fuente: Autor.

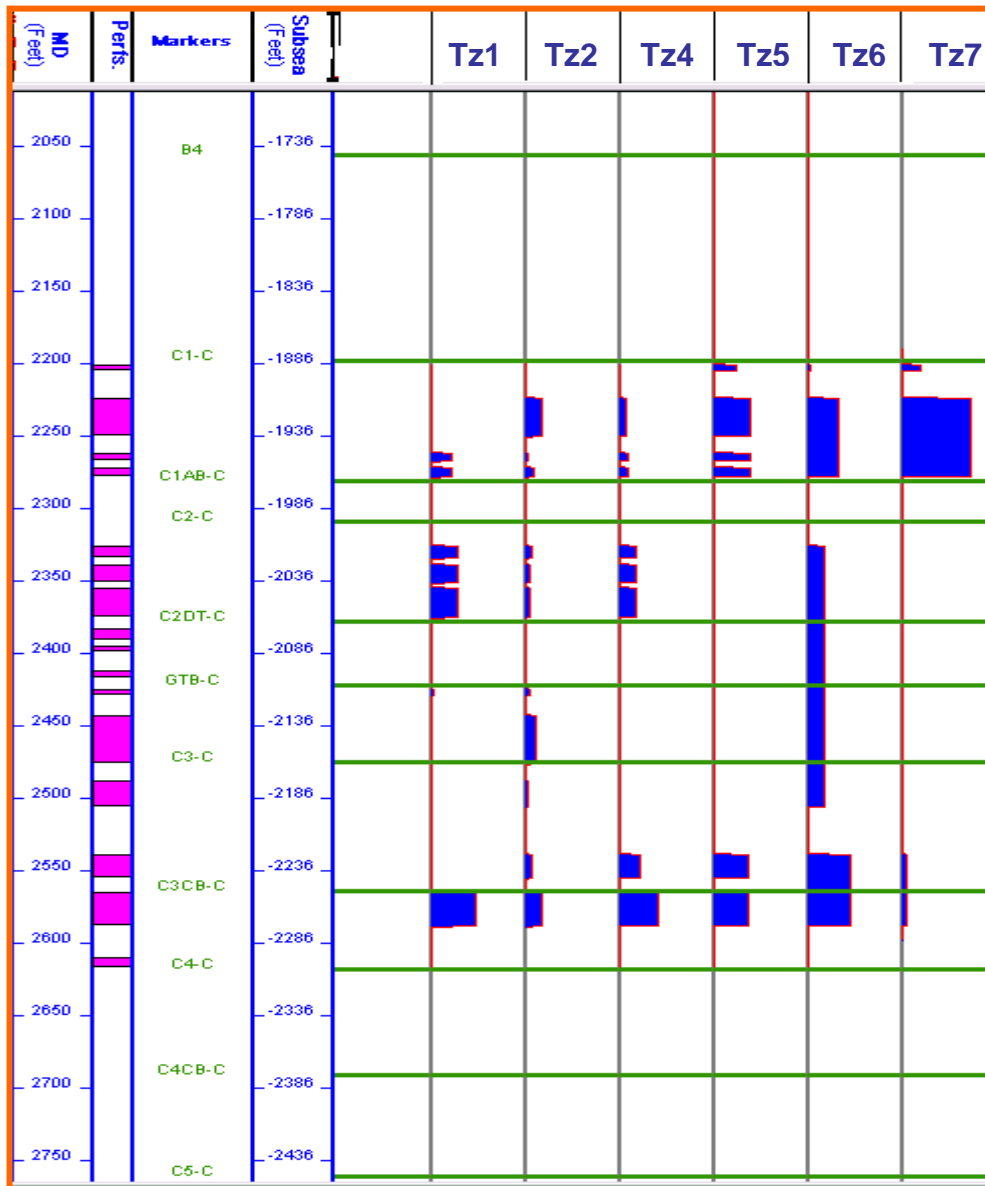
Tabla 24. Distribución Histórica de Trazadores por Unidades. Sarta Selectiva Pozo X2

Unidad	TZ 7	TZ 8	TZ 9	TZ 10
	13-Oct-07	27-Feb-08	11-May-08	9-Jul-08
Q(Bwipd)	1144	1111	505	520
P(psi)	1580	200	740	820
C1	0	0	18.6	3
C2	90.45	100	0	0
C2Dt	0	0	0	0
Gtb-C	0	0	27.7	33
C3-C	4	0	28.5	34
C3Cb-C	5.55	0	25.2	30

Fuente: Autor.

En la **Figura 23.** se puede observar los perfiles de inyección por arenas, de acuerdo al comportamiento reflejado en algunos trazadores tomados para el pozo X2, como se puede apreciar, este pozo históricamente ha presentado inyección principalmente por las unidades C1 y C3Cb.

Figura 23. Perfiles de inyección Pozo X2.



Fuente: OFM (Oil-Field-Manager), Workbook de Trazadores.

● **Proyección de los trazadores radioactivos en el tiempo.**

Una vez se tienen los trazadores radioactivos tomados para el pozo y sus respectivos porcentajes por cada unidad, el siguiente paso es proyectar el comportamiento de la inyección exhibido en cada trazador en el tiempo como se explico en el capítulo 3, utilizando la metodología de distribución, y teniendo en cuenta que la inyección en el pozo inició a mediados de 2006 y la fecha de corte de inyección para el estudio es agosto de 2009, los trazadores radioactivos para el pozo X2 quedarán en el tiempo de la forma como lo muestra la **tabla 25**. como se puede apreciar a cada fecha se dan los porcentajes de agua que estaban ingresando a cada unidad.

● **Inyección histórica Mensual Pozo X2**

La **tabla 26**, ilustra la inyección histórica del pozo X2 reportada mensualmente desde junio de 2006 a agosto de 2009. Si se quisiera hallar el promedio de inyección diaria el procedimiento sería dividir la inyección mensual en el número de días que estuvo activo el pozo.

● **Cruce del Histórico de trazadores distribuidos con el histórico de inyección.**

Teniendo la información histórica de trazadores distribuida por intervalo y por subunidad, el siguiente paso es el cruce con el histórico de inyección, ya que se conocen los porcentajes de inyección y el total de inyección, por ello se puede calcular la inyección existente por cada arena durante el tiempo de inyección. La anterior información es obtenida en base mensual, de esta forma se tiene una cantidad de inyección reportada mensualmente por cada unidad y subunidad en todo el tiempo de inyección del pozo, En la **tabla 27** se muestra la inyección mensual ya distribuida para cada unidad y subunidad.

Tabla 25 . Comportamiento histórico inyección por unidad desde 06/01/2006 a 08/01/2009.

FECHA	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
06/01/2006	22	0	28	0	3	0	47	0	0	0
07/01/2006	22	0	28	0	3	0	47	0	0	0
08/01/2006	22	0	28	0	3	0	47	0	0	0
09/01/2006	22	0	28	0	3	0	47	0	0	0
10/01/2006	33.04	0	19.86	1.55	16.4	11.6	17.57	0	0	0
11/01/2006	33.04	0	19.86	1.55	16.4	11.6	17.57	0	0	0
12/01/2006	33.04	0	19.86	1.55	16.4	11.6	17.57	0	0	0
01/01/2007	33.04	0	19.86	1.55	16.4	11.6	17.57	0	0	0
02/01/2007	16	0	19	0	0	23	42	0	0	0
03/01/2007	16	0	19	0	0	23	42	0	0	0
04/01/2007	16	0	19	0	0	23	42	0	0	0
05/01/2007	16	0	19	0	0	23	42	0	0	0
06/01/2007	16	0	19	0	0	23	42	0	0	0
07/01/2007	63	0	0	0	0	13	24	0	0	0
08/01/2007	63	0	0	0	0	13	24	0	0	0
09/01/2007	94	0	0	0	1	3	4	0	0	0
10/01/2007	94	0	0	0	1	3	4	0	0	0
11/01/2007	0	0	90.45	0	0	4	5.55	0	0	0
01/01/2008	0	0	90.45	0	0	4	5.55	0	0	0
03/01/2008	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0
04/01/2008	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0
05/01/2008	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0
06/01/2008	18.6	0	0	0	27.7	28.5	25.2	0	0	0
07/01/2008	18.6	0	0	0	27.7	28.5	25.2	0	0	0
08/01/2008	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
09/01/2008	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
10/01/2008	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
11/01/2008	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
12/01/2008	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
01/01/2009	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
02/01/2009	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
03/01/2009	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
04/01/2009	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
05/01/2009	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
06/01/2009	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
07/01/2009	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0
08/01/2009	3	0	0	0	33	34	30	0	0	0

Fuente: Autor.

Tabla 26. Inyección mensual Pozo X2.

POZO	FECHA	DÍAS	WINJ (Mensual)	PINJ (psi)
X2	06/01/2006	30	67590	705
X2	07/01/2006	29	34075	643
X2	08/01/2006	23	55384	699
X2	09/01/2006	26	140998	750
X2	10/01/2006	31	128743	819
X2	11/01/2006	30	106680	893
X2	12/01/2006	31	97867	917
X2	01/01/2007	31	96131	917
X2	02/01/2007	28	95956	999.9985
X2	03/01/2007	30	123390	994
X2	04/01/2007	30	131250	971.9986
X2	05/01/2007	31	74135	790.9988
X2	06/01/2007	30	101824	1099.998
X2	07/01/2007	31	110383	935
X2	08/01/2007	8	7680	62.5
X2	09/01/2007	6	306	1483.331
X2	10/01/2007	31	14873	1071
X2	11/01/2007	30	11713	304
X2	01/01/2008	28	15804	220
X2	03/01/2008	31	29894	588
X2	04/01/2008	30	3978	275
X2	05/01/2008	31	12523	772
X2	06/01/2008	30	10105	695
X2	07/01/2008	31	11618	964
X2	08/01/2008	31	10937	1026
X2	09/01/2008	30	6304	1110
X2	10/01/2008	31	13283	764.5161
X2	11/01/2008	30	6604	910
X2	12/01/2008	31	8766	1090
X2	01/01/2009	31	17728	674
X2	02/01/2009	28	16314	1117.857
X2	03/01/2009	31	17692	1150.968
X2	04/01/2009	30	19745	1103.667
X2	05/01/2009	31	17103	1052.258
X2	06/01/2009	30	14462	970
X2	07/01/2009	31	20521	932.9032
X2	08/01/2009	31	17947	1029.355

Fuente: Base de Datos DSS (Dynamic Surveillance System).

Tabla 27. Inyección histórica mensual por unidad Pozo X2.

FECHA	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
06/01/2006	14870	0	18925	0	2028	0	31767	0	0	0
07/01/2006	7497	0	9541	0	1022	0	16015	0	0	0
08/01/2006	12184	0	15508	0	1662	0	26030	0	0	0
09/01/2006	31020	0	39479	0	4230	0	66269	0	0	0
10/01/2006	42537	0	25568	1996	21114	14908	22620	0	0	0
11/01/2006	35247	0	21187	1654	17496	12354	18744	0	0	0
12/01/2006	32335	0	19436	1517	16050	11333	17195	0	0	0
01/01/2007	31762	0	19092	1490	15765	11132	16890	0	0	0
02/01/2007	15353	0	18232	0	0	22070	40302	0	0	0
03/01/2007	19742	0	23444	0	0	28380	51824	0	0	0
04/01/2007	21000	0	24938	0	0	30188	55125	0	0	0
05/01/2007	11862	0	14086	0	0	17051	31137	0	0	0
06/01/2007	16292	0	19347	0	0	23420	42766	0	0	0
07/01/2007	69541	0	0	0	0	14350	26492	0	0	0
08/01/2007	4838	0	0	0	0	998	1843	0	0	0
09/01/2007	288	0	0	0	3	9	12	0	0	0
10/01/2007	13981	0	0	0	149	446	595	0	0	0
11/01/2007	0	0	10594	0	0	469	650	0	0	0
01/01/2008	0	0	14295	0	0	632	877	0	0	0
03/01/2008	0	0	29894	0	0	0	0	0	0	0
04/01/2008	0	0	3978	0	0	0	0	0	0	0
05/01/2008	0	0	12523	0	0	0	0	0	0	0
06/01/2008	1880	0	0	0	2799	2880	2546	0	0	0
07/01/2008	2161	0	0	0	3218	3311	2928	0	0	0
08/01/2008	328	0	0	0	3609	3719	3281	0	0	0
09/01/2008	189	0	0	0	2080	2143	1891	0	0	0
10/01/2008	398	0	0	0	4383	4516	3985	0	0	0
11/01/2008	198	0	0	0	2179	2245	1981	0	0	0
12/01/2008	263	0	0	0	2893	2980	2630	0	0	0
01/01/2009	532	0	0	0	5850	6028	5318	0	0	0
02/01/2009	489	0	0	0	5384	5547	4894	0	0	0
03/01/2009	531	0	0	0	5838	6015	5308	0	0	0
04/01/2009	592	0	0	0	6516	6713	5924	0	0	0
05/01/2009	513	0	0	0	5644	5815	5131	0	0	0
06/01/2009	434	0	0	0	4772	4917	4339	0	0	0
07/01/2009	616	0	0	0	6772	6977	6156	0	0	0
08/01/2009	538	0	0	0	5923	6102	5384	0	0	0

Fuente: Autor.

● **Volúmenes Acumulados de Inyección por arenas.**

El cálculo de los volúmenes acumulados de inyección por subunidad es muy importante, ya que permite estimar la cantidad de agua de inyección que ha invadido cada una de las arenas del medio poroso así como identificar aquellas zonas por las cuales no se ha podido inyectar y que pueden presentar potencial alto de hidrocarburos.

Con la información histórica de inyección ya calculada para cada una de las unidades, el siguiente paso es conocer el volumen acumulado de inyección por cada unidad y subunidad, esto se realiza sumando toda la inyección histórica como lo muestra la **Tabla 28**, como se puede observar la unidad que más ha inyectado en el pozo X2 es C3Cb, la cual acumula un total de 528850 bbl de agua inyectados, seguido por C1 y C2 con 390010 y 340066 bbl respectivamente, esto concuerda con los comportamientos observados en los trazadores.

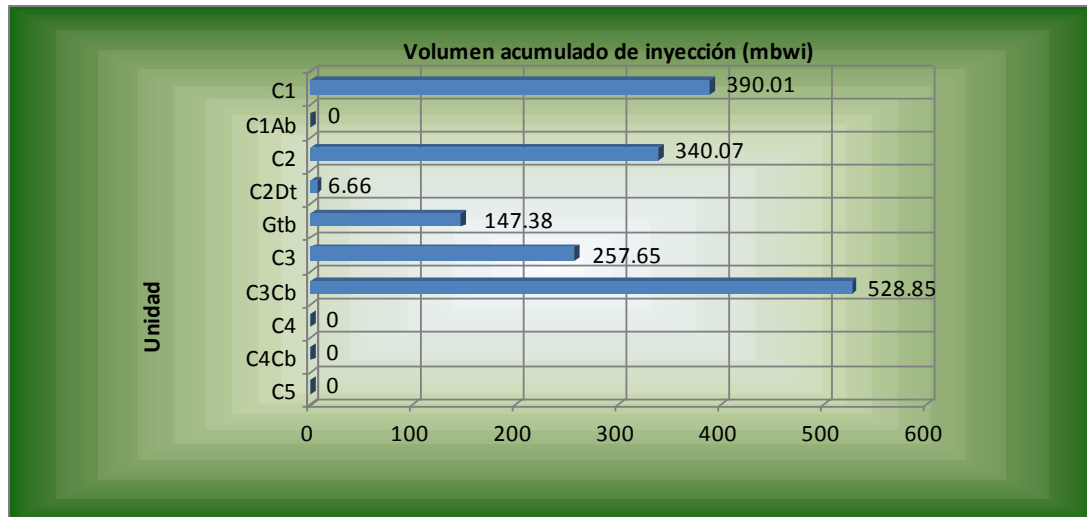
Tabla 28. Acumulado Agua inyectada por arena.

ACUMULADO AGUA INYECTADA POR SUBUNIDAD (bwi).									
C1-C	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3-C	C3Cb	C4	C4Cb	C5
390010	0	340066	6656	147379	257648	528850	0	0	0

Fuente: Autor.

En la **Figura 24**, se ilustra el acumulado de agua inyectada por cada una de las unidades y subunidades del pozo X2, en ella se puede apreciar una gran inyección acumulada por la unidad C3Cb, en comparación con la de las otras unidades, con ello se observa que la inyección no ha estado equitativamente distribuida por todas las arenas del yacimiento, sino que ha tomado agua preferencialmente por las unidades C1 y C3Cb.

Figura 24. Acumulado de agua inyectada por subunidad, pozo X2



Fuente: Autor.

- **Calculo de los volúmenes porosos inyectados por unidad.**

Cuando ya se tiene conocimiento de los volúmenes de agua inyectados acumulados por cada unidad se procede a evaluar los volúmenes porosos inyectados con el fin de tener una idea de qué cantidad de agua ha invadido el medio poroso, e identificar aquellas zonas que no han presentado inyección y que poseen buen potencial de hidrocarburos. En la **tabla 29**, se muestra el cálculo de los volúmenes porosos inyectados para el pozo X2 por cada subunidad cuando ya se tienen conocidos el aceite original in situ, el volumen poroso y el volumen poroso disponible para hidrocarburos (HCPV). Los anteriores datos fueron consultados de análisis de yacimientos realizados para ésta área del campo, y el total de agua inyectada acumulada por cada subunidad fue estimada de trazadores radioactivos mediante el procedimiento explicado anteriormente.

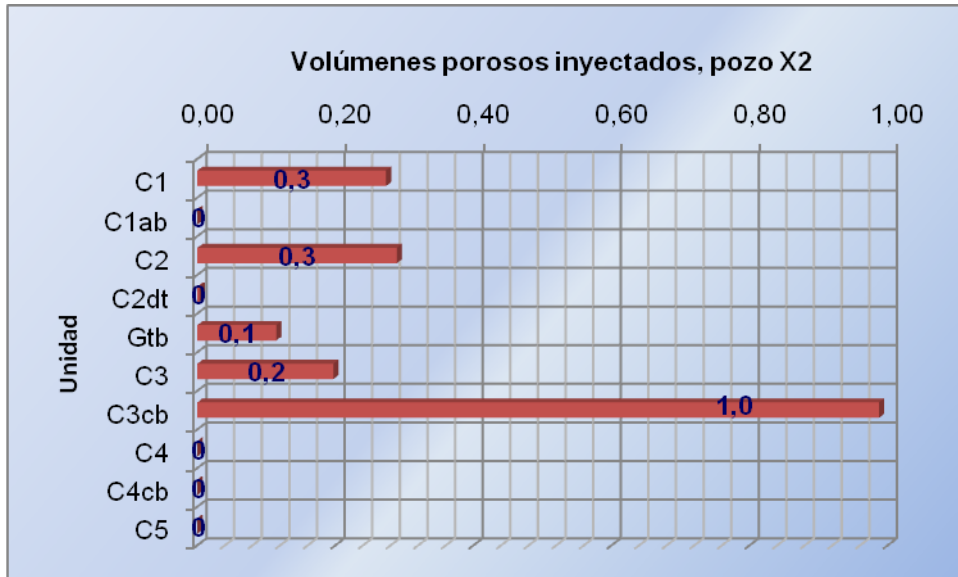
En la **Figura 25**, se puede observar los volúmenes porosos inyectados por cada una de las unidades para el pozo X2, como era de esperarse según la historia de trazadores, la unidad que acumula el mayor número de volúmenes porosos inyectados es C3Cb , con ello se evidencia una clara inyección preferencial por esta unidad, adicionalmente puede observarse que hay unidades que presentan alto potencial de hidrocarburos como la C2Dt y la C4, y sin embargo no han sido afectadas considerablemente por la inyección. La unidad C3Cb ha barrido 1.43 volúmenes porosos

Tabla 29. Cálculo de los volúmenes porosos Inyectados. Pozo X2.

Unidad	OOIP (mbo)	HCPV (mrb)	PV(mrb)	CumInj (mbwi)	VPInj
C1	780	837	1,441	390	0.27
C1ab	0	0	0	0	0.00
C2	592	629	1,189	340	0.29
C2dt	1,303	1,391	2,146	7	0.00
Gtb	736	787	1,303	147	0.11
C3	730	780	1,322	258	0.20
C3cb	277	289	541	529	0.99
C4	1,070	1,145	1,831	0	0.00
C4cb	88	94	157	0	0.00
C5	0	0	0	0	0.00

Fuente: Autor.

Figura 25. Volúmenes porosos inyectados por subunidad, pozo X2.



Fuente: Autor.

● **Comportamiento inyección sarta sencilla vs sarta selectiva, pozo X2**

De la tabla de eventos, y como se mencionó anteriormente se observa que el pozo X2 inicialmente fue completado como sarta sencilla (09/05/2006), y posteriormente como sarta selectiva (24/08/2007), en la **Tabla 30**, se muestra el acumulado de inyección alcanzado durante cada uno de estas etapas, como se puede observar, al instalar la sarta selectiva se redujo la inyección preferencial existente por las unidades C3, C3Cb y C1 y aumentó significativamente la inyección por unidades que no habían inyectado previamente como la C2, además como se puede observar en el Anexo y de acuerdo a las operaciones de Slickline para el pozo X2, el pozo fue regulado en mayo de 2008 con lo que se redujo el caudal de inyección por las arenas inferiores (C3 y C3Cb) aunque continua preferencial después de aislar C2.

Tabla 30. Acumulado de inyección completamiento Sarta Sencilla Vs Sarta Selectiva.

ACUMULADO SARTA SENCILLA									
C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
366080	0	68782	6656	79366	186183	465020	0	0	0
ACUMULADO SARTA SELECTIVA									
C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
23930	0	271284	0	68013	71465	63830	0	0	0

Fuente: Autor.

● Cálculo de la Inyectividad.

En la **Tabla 31.** se muestra el promedio de inyección diaria por pie perforado para cada una de las unidades encontradas en el pozo X2, dicho cálculo es estimado como la razón entre la inyección promedio diaria inyectada en un periodo de tiempo determinado por la fecha de los perfiles de inyección, siendo el espesor efectivo (los intervalos cañoneados por unidad). Como se puede observar la unidad que ha presentado mejor inyección en el pozo X2 ha sido C3Cb seguido de C1 y C2, además hay arenas que no han presentado una inyección adecuada, como es el caso de las unidades C2Dt y Gtb debido posiblemente a problemas de daño en la cara de la formación.

El mismo procedimiento seguido anteriormente para el pozo X2 fue el que se trabajo para los demás pozos inyectoros de los patrones del área de estudio, las tablas de los otros pozos inyectoros se encuentran en el ANEXO A, donde se resume el histórico de trazadores, su distribución y demás variables calculadas para el pozo X2.

Tabla 31. Promedio de inyección por pie para cada una de las unidades.

Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo a cada trazador (Bwi/ft)										
Unidad	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
TZ1	13,33	0	17,39	0	2,01	0	38,91	0	0	0
TZ2	28,84	0	17,77	3,26	15,86	12,19	20,96	0	0	0
TZ3	13,70	0	16,67	0	0	23,75	49,15	0	0	0
TZ4	30,24	0	0	0	0	7,52	15,74	0	0	0
TZ5	0	0	10,37	0	0	0,54	0,85	0	0	0
TZ6	0	0	12,89	0	0	0	0	0	0	0
TZ7	1,64	0	0	0	2,71	3,03	3,04	0	0	0
TZ8	7,98	0	11,51	0,30	1,87	4,28	11,70	0	0	0
Promedio	11,96	0,00	10,82	0,44	2,81	6,41	17,54	0	0	0

Fuente: Autor.

4.2 RESUMEN COMPORTAMIENTOS INYECCIÓN SECTOR DE ANÁLISIS.

En la **Tabla 32.** se resume el total de agua inyectada por unidad para cada uno de los 7 patrones de inyección existentes en el área de estudio según la metodología de distribución trabajada, como se puede observar el pozo que presenta mejor distribución de agua por todas las unidades es el X3, el cual ha inyectado en casi todas las arenas, presentándose la mayor inyección por la unidad C2 y seguido de la C3Cb. También se observa que el pozo X4 y X6 han presentado inyecciones preferenciales por C1. En cuanto al pozo X1, su mayor inyección ha sido por la unidad C3Cb, y en el pozo X7, se observa que este ha inyectado principalmente por la unidad C2.

La **Tabla 33.** ilustra el total de agua inyectada para los 7 patrones de estudio, como se puede observar la unidad por la que se ha inyectado mayor cantidad de agua ha sido por la C1, seguido de la C2 y la C3Cb,

Tabla 32. Volúmenes acumulados de agua inyectada por subunidades.

VOLÚMENES ACUMULADOS INYECTADOS POR SUBUNIDADES (Bwi).							
Unidad	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7
C1	827461	390010	43577	1660305	106229	869482	188873
C1Ab	69384	0	0	0	0	0	0
C2	77406	340066	1396783	29837	172310	128271	383838
C2Dt	0	6656	51908	0	1453	75970	0
Gtb	10582	147379	11240	14466	623	0	18278
C3	7562	257648	55462	0	83682	0	18278
C3Cb	1102681	528850	679546	0	0	0	0
C4	0	0	255196	0	0	0	0
C4Cb	0	0	184559	0	0	0	0
C5	0	0	309175	0	0	0	0

Fuente: Autor.

Tabla 33. Inyección acumulada por unidad para todos los patrones del área en estudio.

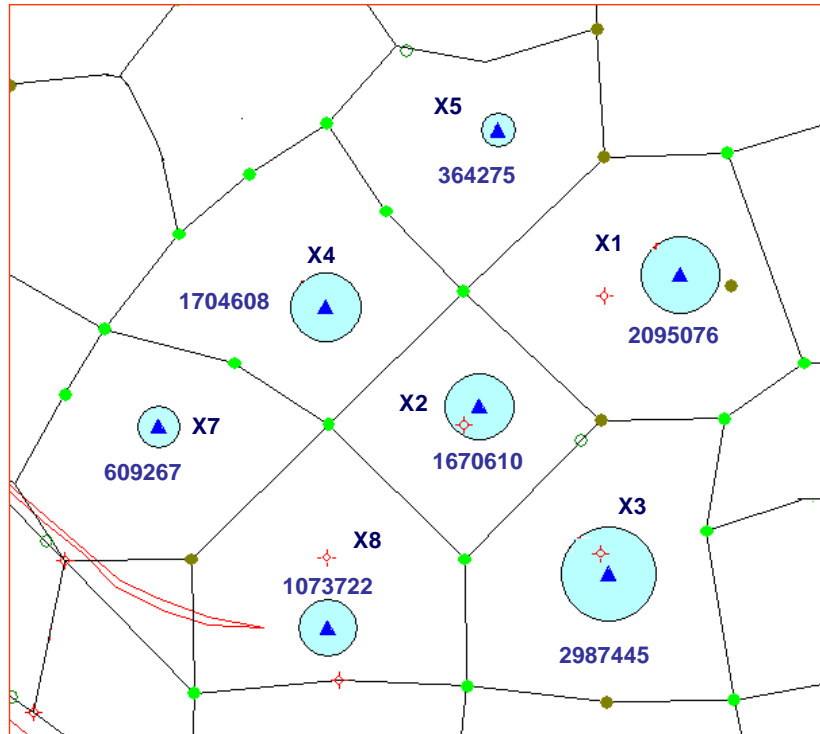
Unidad	Acumulado INJ (Bwi)
C1	4085936,587
C1Ab	69384,4
C2	2528510,133
C2Dt	135987,1397
Gtb	202568,7932
C3	422631,4988
C3Cb	2311076,529
C4	255195,5391
C4Cb	184559,1848
C5	309174,7762
Total	10505024,58

Fuente: Autor.

En la **figura 26.** se muestra el total de agua de inyección acumulada en cada uno de los patrones del área en estudio. Como se observa el patrón que presenta la mayor cantidad de agua acumulada es el X3, y de acuerdo a

lo que se observó previamente este pozo se tiene que ha inyectado preferencialmente por la unidad C2, por ello se esperaría que la mayor cantidad de agua inyectada en este patrón se halla dado por la unidad C2.

Figura 26. Acumulado de inyección por patrón. Área de Estudio (bwi).



Fuente: DSS (Dynamic Surveillance System).

4.2.1 Volúmenes porosos inyectados por unidad para el sector de estudio.

En la **Tabla 34.** se resumen los volúmenes porosos inyectados por cada una de las unidades de los patrones en estudio, como se puede observar, el comportamiento de la inyección por las diferentes unidades no ha sido uniforme, debido a que el agua inyectada ha tomado caminos preferenciales

que han generado que el proceso de inyección no sea lo suficientemente eficiente, el principal factor que ha generado la canalización del agua inyectada históricamente ha sido la heterogeneidad vertical presente en esta zona del yacimiento. Como se puede observar el pozo X1 ha presentado una alta tendencia de canalización por la unidad C3Cb, y revisando el completamiento del pozo como se evidencia en el ANEXO A, se observa que está completado con sarta sencilla, por ello es recomendable la instalación de sarta selectiva para este pozo con el fin de reducir el efecto de la inyección preferencial por C3Cb, y de este modo se garantice que el agua se distribuya en las demás unidades.

Tabla 34. Volúmenes porosos inyectados por unidad.

VOLÚMENES POROSOS INYECTADOS POR SUBUNIDADES							
Unidad	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7
C1	0,35	0,27	0,04	0,59	0,06	0,66	0,20
C1Ab	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C2	0,03	0,29	0,76	0,01	0,12	0,09	0,24
C2Dt	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,03	0,00
Gtb	0,00	0,11	0,01	0,01	0,00	0,00	0,02
C3	0,00	0,20	0,03	0,00	0,04	0,00	0,02
C3Cb	1,43	0,99	0,54	0,00	0,00	0,00	0,00
C4	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00
C4Cb	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00
C5	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Autor.

4.2.2 Inyectividad Área de Estudio.

Según el análisis de inyectividad realizado para el área de estudio (**Tabla 35**), se encontró que la unidad que ha presentado mejor inyección de agua por pie en todo el sector ha sido la unidad C1, seguido por C2 y C3Cb. Como

se evidencia, las unidades C1Ab, C2Dt y C4 no han presentado buena inyección debido posiblemente a problemas de daño en la formación, por ello deben realizarse trabajos encaminados a mejorar el perfil de inyección y estimular las arenas que no han presentado buena inyección.

Tabla 35. Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo al histórico de trazadores.

Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo para cada pozo (Bwi/ft)										
POZO	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
X1	27,03	8,03	1,86	0,00	0,51	1,11	25,08	0,00	0,00	0,00
X2	11,96	0,00	10,82	0,44	2,81	6,41	17,54	0,00	0,00	0,00
X3	1,85	0,00	97,92	2,12	1,29	1,11	36,80	12,51	7,51	12,51
X4	24,91	0,00	0,86	0,00	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
X5	5,24	0,00	3,72	0,13	0,05	2,49	0,00	0,00	0,00	0,00
X6	31,64	0,00	3,70	4,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
X7	7,89	0,00	12,24	0,00	1,46	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00
Promedio	15,79	1,15	18,73	1,08	0,98	12,10	11,35	1,79	1,07	1,79

Fuente: Autor.

4.3 ANÁLISIS DE LA RESPUESTA A LA INYECCIÓN, PATRÓN X2.

El análisis por patrón permite identificar el efecto que tiene cada inyector sobre un productor en específico y por ende definir una orientación sobre los patrones que necesitan ser tratados para poder optimizar la recuperación de petróleo en el área seleccionada. La identificación de la existencia de una canalización y/o conexión entre uno pozo inyector y el productor, se realiza tomando en cuenta la historia de producción e inyección vs tiempo de cada pozo productor con su inyector correspondiente según geometría del patrón de inyección.

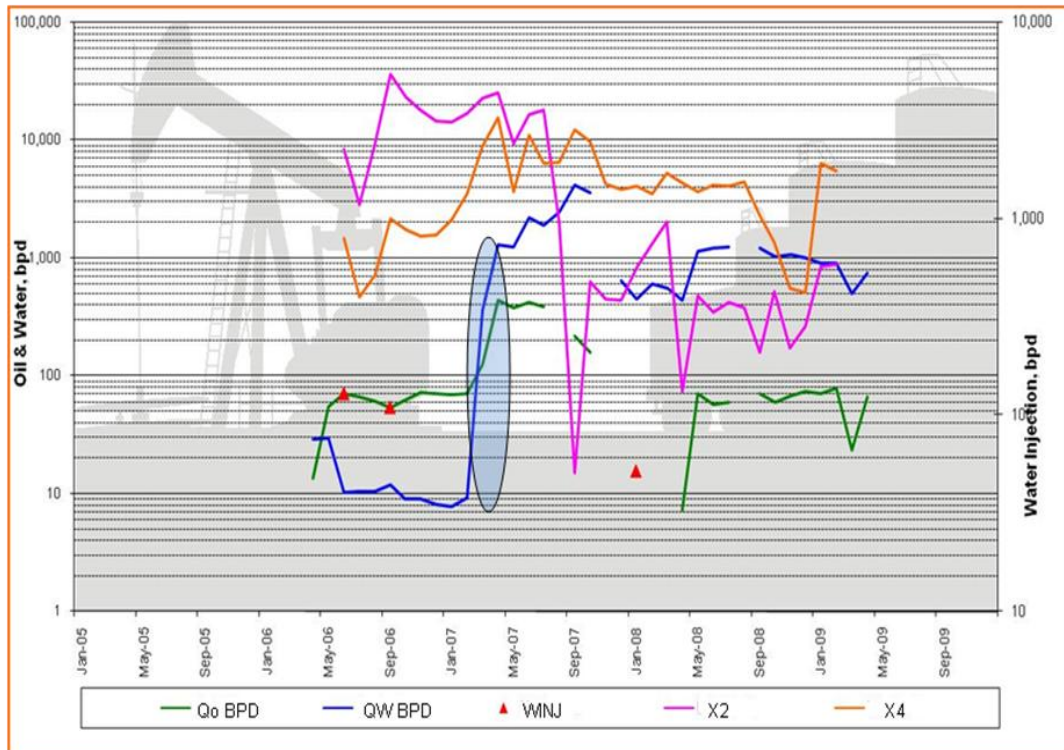
Para evaluar el comportamiento de la inyección en el área de estudio, se realizó un estudio cualitativo basado en las curvas de inyección-producción, con el fin de analizar los cambios en el comportamiento del pozo productor, ocasionados por variaciones en los caudales de inyección de los pozos vecinos, definiendo así un primer escenario de comunicación entre los pozos del patrón.

● Patrón de inyección X2.

El pozo inyector perteneciente a este patrón es el X2, el cual está inyectando desde el año 2006. Este patrón de inyección está formado por los pozos L2, L3, L4 y L5, de los cuales el último se encuentra inactivo. Dentro de todos estos pozos, el L2, es el que muestra evidencias más fuertes de una canalización del agua inyectada, ya que luego de 6 meses de iniciada la inyección de agua en los pozos inyectores X2 y X4, la producción de agua se incrementa repentinamente de 10 BPD a 1280 BPD (**Figura 27**). El resto de los pozos productores si bien muestran un incremento en la producción de agua luego de iniciada la inyección, estos son más prolongados con el tiempo y no tan marcados como lo observado en el pozo L2. Se cree que el alto corte de agua en el pozo L2, se debe a que este pozo comenzó a producir o se reactivó luego de iniciada la inyección de agua en los pozos X2 y X4, por lo tanto ya había agua y presión acumulada en las diferentes unidades por donde se estaba presentando la inyección.

Debido a que ambos pozos inyectores comenzaron la inyección en la misma fecha (Junio de 2006), no se puede definir claramente cuál de ellos afectó mayormente la producción de agua (canalización).

Figura 27. Histórico de Producción Pozo L2 Vs Inyección pozos X2 y X4.

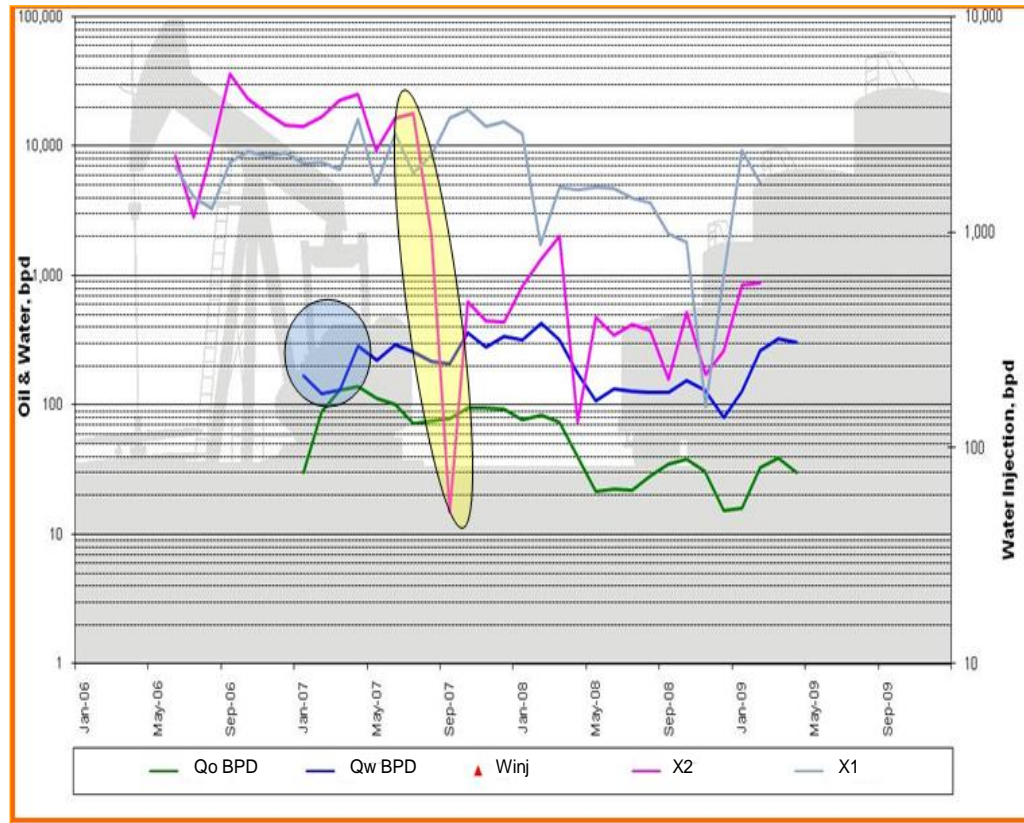


Fuente: Base de Datos, OFM y DSS.

El efecto que tiene cada inyector sobre el productor L2 pudo verificarse mediante el cierre temporal de uno de los inyectores y la verificación del comportamiento en el pozo productor con el otro pozo en inyección, con ello se comprobó que la canalización provenía principalmente del pozo X2, y de acuerdo del análisis de trazadores realizado se observa una clara inyección preferencial por el pozo X2, por ello es lógico que el pozo X2 efectivamente esté afectando al pozo productor L2.

● Análisis pozo productor L3.

Figura 28. Histórico de Producción Pozo L3.



Fuente: Base de datos OFM y DSS.

Como se puede observar este pozo se inicia 7 meses después de comenzada la inyección de agua en los pozos X2 y X1. Es posible que al igual que el pozo L2 este pozo se inicie con una alta producción de agua (169 BWPB). Sin embargo esta producción de agua se incrementa gradualmente con el tiempo hasta llegar a un pico de 428 luego de 13 meses.

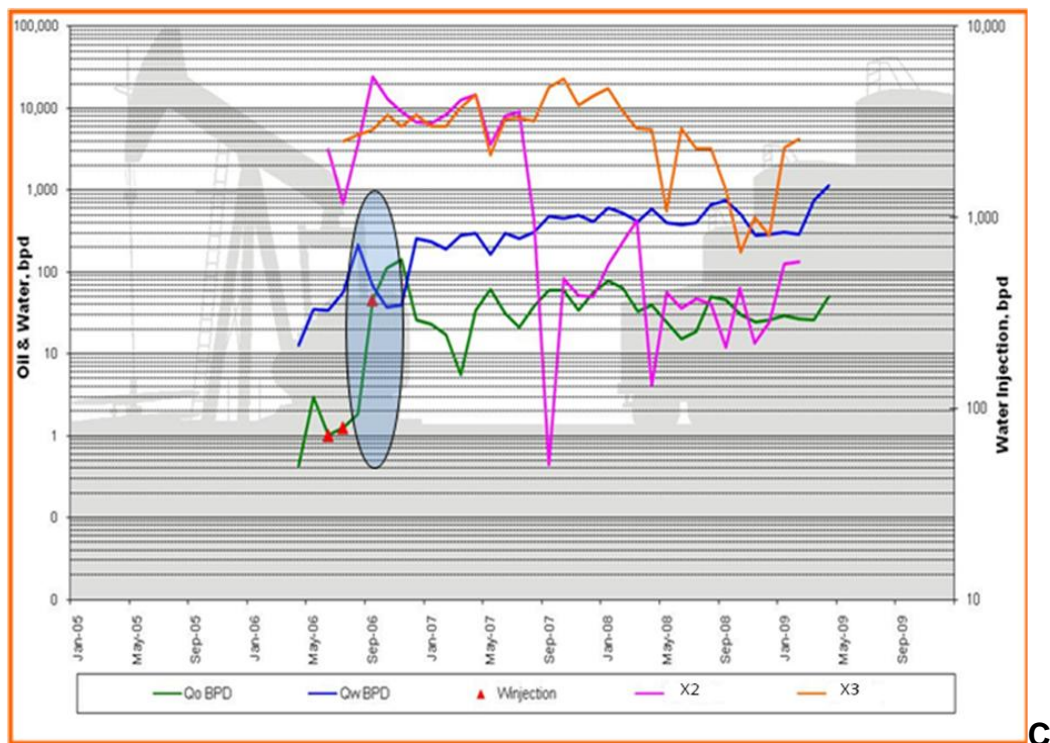
Al evaluar el comportamiento de producción del pozo L3 con respecto a la inyección del pozo X2 (**Figura 28**), no se evidencia una marcada respuesta a los cambios de la tasa de inyección, la cual se redujo en un 85% en

septiembre de 2007 sin cambio alguno en la producción de crudo ni de agua del productor en estudio.

Sin embargo los cambios en la tasa de inyección del pozo X1, muestran efecto sobre la producción del pozo L3, el cual disminuyó su producción de agua y petróleo luego de que la tasa de inyección en el inyector X1 se redujera en un 45%. Con esto se puede inferir que el inyector X1 afecta directamente al productor L3.

● **Análisis pozo productor L4.**

Figura 29. Producción histórica pozo L4 vs Inyección pozos X2 y X3.



Fuente: Base de Datos OFM.

En la producción del pozo L4 se puede evidenciar un incremento en agosto de 2006 en la producción de crudo de 2 a 143 BOPD, por ello se puede

inferir que esto sea respuesta a la inyección de agua, y al compararla con el comportamiento de inyección de agua de los pozos X2 y X3 (**Figura 29**), se tiene que el pozo X3 es posiblemente quien le afecte directamente y no el X2, quien al reducir su tasa de inyección en agosto de 2007, no se observan cambios en la producción de crudo ni de agua en el productor L4.

Resumen Sector de Análisis.

Según el análisis hecho para cada uno de los patrones, se evidencia la existencia de canales preferenciales en la mayoría de los patrones revisados, por ello se han manifestado con una irrupción prematura del agua inyectada en algunos de sus pozos productores. Esto se puede ocasionar por la heterogeneidad presente en el área, la cual hace que las arenas con altas permeabilidades sean barridas con más facilidad que otras de menor permeabilidad, generando de esta manera canales preferenciales que toman un gran porcentaje del total del agua inyectada, haciendo que el proyecto de inyección no sea eficiente.

Si bien la irrupción prematura de agua (canalización) no es notable en todos los pozos productores de cada patrón, es importante mencionar que la eficiencia de barrido volumétrica se ve afectada debido a que gran parte del agua que se inyecta se canaliza directamente a través de los pozos más problemáticos, perdiendo efectividad hacia los pozos que presentan poca o ninguna canalización del agua inyectada. Este problema genera en todo el patrón un pobre barrido Areal, donde se deja de barrer zonas con altas saturaciones de crudo, disminuyendo de esta manera el factor de recobro del mismo y generando una recirculación del agua inyectada que trae como consecuencias que el proyecto de inyección de agua sea

cada vez más ineficiente aumentando con el tiempo los costos operativos de seguir bajo estas condiciones.

La estrategia de seleccionar varios patrones de inyección al mismo tiempo, se debe a que existen pozos productores que son afectados por más de un inyector a la vez, el cual requiere bloquear la canalización proveniente desde ambos inyectores para poder conseguir una mejora considerable en la eficiencia de barrido volumétrica del área afectada. Es por esta razón que no se consideró tratar únicamente el patrón de inyección X2 dado que al no cubrir toda el área afectada, el agua se seguiría canalizando a través de aquellos pozos inyectores no tratados, poniendo en riesgo los resultados del proyecto.

CONCLUSIONES

- Las pruebas de trazadores radioactivos 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 que causan que los proyectos de inyección de agua no generen buenos resultados.
- La obtención de perfiles de inyección requiere del desarrollo e implementación de una correcta metodología para la realización de pruebas con trazadores radioactivos; en ella se deben incluir el planteamiento claro de los objetivos de la prueba, un programa de campo ajustado a los objetivos y desarrollado de forma eficiente y lo más importante, un correcto análisis e interpretación de los resultados
- Debido a la heterogeneidad que presentan las diferentes unidades de los yacimientos del campo La Cira-Infantas, se han presentado bajas inyectividades y productividades causadas por la presencia de unidades con inyección preferencial que han ocasionado altos volúmenes de agua de inyección en esas unidades y deficiente barrido en otras. Otro factor que ha influido en la eficiencia de la inyección ha sido el diseño que ha existido en los patrones de inyección de forma geométrica, sin tener en cuenta las características petrofísicas de los cuerpos arenosos.
- Se logró llevar a una sola fuente la información correspondiente al histórico de trazadores radioactivos, las sargas selectivas, al igual que las operaciones de Slickline realizadas en el campo La Cira-Infantas, con lo cual se facilita la consulta y análisis de la información.

- Las bases de datos realizadas durante el proyecto permitieron agilizar muchas de las tareas, procesos de cálculo y revisión de la información, ya que se logró compensar toda la información en una sola fuente.
- El análisis de distribución 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, asimismo tomar las acciones tendientes a mejorar la inyección y con ello el factor de recobro en el área de estudio.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda instalar sarta selectiva en aquellos pozos con sarta sencilla que han presentado problemas de inyección preferencial sin solución alguna, ya que este tipo de completamiento permite manejar mejor la inyección por las diferentes zonas, ya sea aislando o regulando los caudales de inyección en las unidades, y con ello aumentando la eficiencia de la inyección.
- Según el estudio realizado se observa que en el área de estudio no se encuentran pruebas MDT recientes para toma de la presión del yacimiento, por ello se recomienda la ejecución de una prueba que permita estimar la presión actual en cada una de las unidades con el fin de tener una mayor idea del comportamiento de la presión en el yacimiento y con ello inferir sobre el avance de la inyección por las diferentes unidades del yacimiento.
- Se recomienda continuar con la misma metodología de integración de la información de trazadores para la realización de la distribución vertical teniendo en cuenta todos los eventos, así como las operaciones de Slickline que permitan generar un análisis más oportuno al estudiar un trazador radioactivo.
- Se recomienda mejorar la distribución vertical a través del aislamiento o regulación de intervalos que presentan inyección preferencial, así como la estimulación de los intervalos que han presentado bajas inyectividades, con el fin de mejorar la inyección en el campo.
- Se recomienda mantener actualizadas las bases de datos y metodologías de distribución de la inyección generadas en este estudio.

- Se recomienda mejorar el control sobre el avance del frente de invasión por agua, por ello se requieren mayor número de perfiles de inyección con el fin de definir acciones que permitan incrementar la eficiencia de barrido en las diferentes unidades y subunidades de la zona C del Campo La Cira-Infantas. Así mismo se recomienda la toma de trazadores radioactivos en aquellos pozos que nunca se han tomado, ya que la distribución vertical de esos inyectores no posee puntos de referencia para las predicciones.
- Llevar a cabo estudios profundos de compatibilidad de las aguas y aplicar los resultados para minimizar las reducciones de permeabilidad del yacimiento. Futuros análisis de núcleos podrían ser útiles para definir posibles daños a la formación causados por las prácticas de inyección llevadas a cabo en el campo y que han reducido la inyectividad por las diferentes arenas.
- Se recomienda en lo posible no utilizar pozos antiguos con liner como posibles pozos inyectores y productores ya que este tipo de completamiento ha generado dificultades al resolver los problemas de inyección preferencial, así como grandes arenamientos en los pozos.

BIBLIOGRAFÍA

1. COBB, William. "Waterflooding Surveillance". Tulsa, Oklahoma. 1996.
2. COBB, William y MAREK, F. "Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterflood Using Production Data". Paper SPE 38902. 1997.
3. CRAIG, Forrest. "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". Dallas, 1982.
4. DURHAM, B. "The Application of Radioactive Tracers to Oil Reservoir Waterflood Studies. Paper SPE 13985. 1980.
5. THAKUR, Ganesh C and SATTER, Abdus. "Integrated Waterflood Asset Management. PennWell. Tulsa, Oklahoma, 1998.
6. THAKUR, Ganesh C. "Waterflood Surveillance Techniques. "A Reservoir Management Approach. SPE, Chevron U.S.A. Inc.
7. THAKUR, G.C. "What is Reservoir Management". SPE, Chevron Petroleum Technology Co.
8. PÉREZ, Germán Orlando y PATIÑO, Julio Cesar. "Metodología Para El Diseño Y Evaluación De Pruebas De Trazadores Entre Pozos". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2006.
9. ROMERO, Iván Alfonso, SERRANO, Jorge Luís. "Evaluación del Sistema Inyección-Producción, Arenas Inferiores, Bloque I Campo Casabe". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 1996.

10. HEISLER, Robert P. " Interpretation of Radioactive Tracer Results in a Steamdrive Project". SPE Reservoir Engineering. February, 1988. 281-287 p.
11. DELGADILLO, Claudia L, BLANCO, Johana. "Metodología Integrada para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua desarrollado en un Campo Petrolero". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2006.
12. ECOPETROL-ICP. "Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas". 1999.
13. MANTILLA, Jorge M. " Cuantificación de la Incertidumbre Asociada en la Predicción del Comportamiento de Producción de un Yacimiento Altamente Heterogéneo sometido a Inyección de Agua: Campo La Cira". Tesis Maestría, Universidad Industrial de Santander.
14. PINILLA, Jaime. " Trazadores y su Aplicación en la Inyección de Agua". Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM), UIS, Bucaramanga, 2007.
15. MANTILLA, ANDRES E. TRIANA, JESÚS A. "Estudio de Estimulación de Pozos". Gerencia de Yacimientos. Bogotá, Diciembre 1996.
16. 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.
17. A.D, Mut, H.A, Deans. "Chemical Tracer Studies to Determine Water Saturation at Pruthoe Bay. SPE Reservoir Engineering, Volume 12, February 1997.

18. HALL, H.N. "How to Analyze Waterflood Injection Well Performance". Word Oil. October, 1963.
19. SCHLUMBERGER LIMITED. "Production Log Interpretation". 1973.
20. WHEELER, V, PARSONS, T. "The Application of Radioactive Tracers to Oil Reservoir Waterflood Studies". 1985. SPE 13985/1.
21. Y, DU. "Interwell Tracers Test: Lessons Learned From Past Field Studies". SPE 93140. April, 2005.
22. GORE, G.L, TERRY, L. "Radioactive Tracer Techniques". SPE 654 g. Marzo, 1956.
23. ABERNATHY, S.E., WOODS, Taylor III, J.L. "Radioactive Tracers in Oil and Gas Production: Practical Considerations in the 1990's". SPE Paper 27236. Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Conference, 25-27 January, Jakarta, Indonesia, 1994.
24. PARIS DE FERRER, Magdalena. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Astro Data S.A. Segunda Edición. 2001.
25. MASSAGLIA, E. and BALDASSA, Darío. "Injector-Well Completion for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field". SPE Paper 99997, Pan American Energy LLC. 2006

ANEXO A.

Tabla A2. Distribución de trazadores Pozo X2, Sarta sencilla.

INYECTOR X2										SARTA SENCILLA					
Intervalos	h (ft) Intervalo	Espaciamiento Intervalos (ft)	Unidad	Fecha TZ		TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ5	TZ6				
				Qiw(BWIPD)	P (psi)										
2201	2205	4		C1-C	20-Jul-06	1800	1.36	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	201-2205	0	2201-2205	0
2224	2250	26	19	C1-C	20-Jul-06	1800	18.84	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2262	2267	5	12	C1-C	20-Jul-06	1800	3.62	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2272	2278	6	5	C1-C	20-Jul-06	1800	9.22	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2326	2334	8	48	C2-C	20-Jul-06	1800	7.52	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2339	2351	12	5	C2-C	20-Jul-06	1800	5.97	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2355	2375	20	4	C2-C	20-Jul-06	1800	6.37	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2383	2391	8	8	C2D-C	20-Jul-06	1800	1.55	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2395	2399	4	4	C2D-C	20-Jul-06	1800	0	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2412	2417	5	13	C2D-C	20-Jul-06	1800	0	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2425	2429	4	8	Gtb-C	20-Jul-06	1800	4.48	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2443	2476	33	14	Gtb-C	20-Jul-06	1800	11.92	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2488	2506	18	12	C3-C	20-Jul-06	1800	3.8	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2539	2555	16	33	C3-C	20-Jul-06	1800	7.78	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2565	2588	23	10	C3Cb-C	20-Jul-06	1800	17.57	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0
2610	2617	7	22	C3Cb-C	20-Jul-06	1800	0	20-Jul-06	0	20-Jul-06	0	224-2250	0	224-2250	0

Tabla A2. Distribución de trazadores Pozo X2. Sarta selectiva.

INYECTOR X2					SARTA SELECTIVA				
Intervalos	h (ft)	Espaciamiento Intervalos (ft)	Profundidad Mandril	Unidad	TZ 7	TZ 8	TZ 9	TZ 10	
					13-Oct-07	27-Feb-08	11-May-08	09-Jul-08	
					1144	1111	505	520	
					1580	200	740	820	
2201	2205	4		C1-C	0	0	0	0	2201-2205
2224	2250	26	MANDREL 1	C1-C	0	0	18.6	2.95	2224-2250
2262	2267	5	2231.9-2241.5	C1-C	0	0	0	0	2262-2267
2272	2278	6		C1-C	0	0	0	0	2272-2278
2326	2334	8		C2-C	42.28	42.28	0	0	2326-2334
2339	2351	12	MANDREL 2	C2-C	2339-2351	2339-2351	0	0	2339-2351
2355	2375	20	2335.1-2344.7	C2-C	90.45	57.72	0	0	2355-2375
2383	2391	8		C2Dt-C	2383-2391	2383-2391	0	0	2383-2391
2395	2399	4		C2Dt-C	2395-2399	2395-2399	0	0	2395-2399
2412	2417	5		C2Dt-C	2412-2417	2412-2417	0	0	2412-2417
2425	2429	4		Gtb-C	2425-2429	2425-2429	0	0	2425-2429
2443	2476	33		Gtb-C	2443-2476	2443-2476	0	0	2443-2476
2488	2506	18	MANDREL 3	C3-C	9.55	0	81.4	97.05	2488-2506
2539	2555	16	2439.3-2448.9	C3-C	2539-2555	2539-2555	0	0	2539-2555
2565	2588	23		C3Cb-C	2565-2588	2565-2588	0	0	2565-2588
2610	2617	7		C3Cb-C	2610-2617	2610-2617	0	0	2610-2617

Tabla A3. Distribución de trazadores Pozo X1, Sarta sencilla.

INYECTOR X1				SARTA SENCILLA													
Intervalos Qiw (BWIPD)	h Intervalo	Espaciam iento Intervalo	Unidad	Fecha	TZ 1		TZ 2		TZ 3		TZ 4		TZ 5		TZ 6		
				Qiw (BWIPD)	P (psi)	21-Jul-06	07-Jan-07	12-Jun-07	08-Aug-07	08-May-08	12-Jul-09						
2209	2227	18	C1-C	2500	980	2009-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227	2209-2227
2233	2237	4	C1-C	2500	980	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237	2233-2237
2239	2250	11	C1-C	2500	980	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250	2239-2250
2276	2280	4	C1Ab-C	2500	980	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280	2276-2280
2299	2313	14	C2-C	2500	980	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313	2299-2313
2333	2341	8	C2-C	2500	980	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341	2333-2341
2366	2377	11	C2Dt-C	2500	980	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377	2366-2377
2398	2415	17	Gtb-C	2500	980	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415	2398-2415
2424	2438	14	Gtb-C	2500	980	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438	2424-2438
2444	2454	10	C3-C	2500	980	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454	2444-2454
2466	2475	9	C3-C	2500	980	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475	2466-2475
2544	2556	12	C3Cb-C	2500	980	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556	2544-2556
2556	2566	10	C3Cb-C	2500	980	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566	2556-2566
2580	2600	20	C3Cb-C4-C	2500	980	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600	2580-2600
						15	55.3	35	51	41	41.2	49	47	47	38.7	38.7	38.7

Tabla A4. Distribución de trazadores Pozo X3, Sarta sencilla.

INYECTOR X3				SARTA SENCILLA														
Intervalos	h Intervalo (ft)	Espaciamiento Intervalo	Unidad	Fecha TZ	TZ1		TZ2		TZ3		TZ4		TZ5		TZ6			
					Qiw (BWIPD)	P (psi)	22-Jul-06	23-Aug-06	10-Jan-07	07-Aug-07	16-Mar-08	10-Jul-08	Qiw (BWIPD)	P (psi)	22-Jul-06	23-Aug-06	10-Jan-07	07-Aug-07
2001	6		C1-C	5.56	2000.5-2006.5	0	2000.5-2006.5	0	2000.5-2006.5	0	2000.5-2006.5	0	2000.5-2006.5	13	2000.5-2006.5	0	2000.5-2006.5	C1-C
2041	4	34	C1-C	0	2040.5-2044.5	0	2040.5-2044.5	0	2040.5-2044.5	0	2040.5-2044.5	0	2040.5-2044.5	0	2040.5-2044.5	0	2040.5-2044.5	C1-C
2051	4	6	C1-C		2050.5-2054.5	0	2050.5-2054.5	0	2050.5-2054.5	0	2050.5-2054.5	0	2050.5-2054.5	0	2050.5-2054.5	0	2050.5-2054.5	C1-C
2114	5	59	C2-C	75.56	2113.5-2118.5	33.7	2113.5-2118.5	31	2113.5-2118.5	31	2113.5-2118.5	67	2113.5-2118.5	40	2113.5-2118.5	46.9	2113.5-2118.5	C2-C
2145	11	26	C2-C	0	2144.5-2155.5	3.31	2144.5-2155.5	0	2144.5-2155.5	0	2144.5-2155.5	3	2144.5-2155.5	3	2144.5-2155.5	1.3	2144.5-2155.5	C2-C
2169	29	13	C2Dt-C	2.54	2168.5-2197.5	2.91	2168.5-2197.5	0	2168.5-2197.5	0	2168.5-2197.5	0	2168.5-2197.5	0	2168.5-2197.5	0	2168.5-2197.5	C2Dt-C
2220	4	22	Gtb-C	0	2219.5-2223.5	1.46	2219.5-2223.5		2219.5-2223.5		2219.5-2223.5	0	2219.5-2223.5	0	2219.5-2223.5	0	2219.5-2223.5	Gtb-C
2230	7	6	Gtb-C	0	2229.5-2236.5	0	2229.5-2236.5		2229.5-2236.5		2229.5-2236.5	0	2229.5-2236.5	0	2229.5-2236.5	0	2229.5-2236.5	Gtb-C
2243	10	6	C3-C	0	2242.5-2252.5	2.33	2242.5-2252.5	4.1	2242.5-2252.5	4.1	2242.5-2252.5	0	2242.5-2252.5	0	2242.5-2252.5	0	2242.5-2252.5	C3-C
2258	7	5	C3-C	0	2257.5-2264.5	0	2257.5-2264.5		2257.5-2264.5		2257.5-2264.5	0	2257.5-2264.5	0	2257.5-2264.5	0	2257.5-2264.5	C3-C
2270	12	5	C3-C	0	2269.5-2281.5	1.45	2269.5-2281.5		2269.5-2281.5		2269.5-2281.5	0	2269.5-2281.5	0	2269.5-2281.5	0	2269.5-2281.5	C3-C
2287	17	5	C3-C	0	2286.5-2303.5	2.39	2286.5-2303.5		2286.5-2303.5		2286.5-2303.5	0	2286.5-2303.5	0	2286.5-2303.5	0	2286.5-2303.5	C3-C
2324	11	20.5	C3-C	0	2324-2335	0	2324-2335	0	2324-2335	0	2324-2335	0	2324-2335	0	2324-2335	1	2324-2335	C3-C
2359	5	23.5	C3Cb-C	4.86	2358.5-2363.5	4.36	2358.5-2363.5	29	2358.5-2363.5	29	2358.5-2363.5		2358.5-2363.5		2358.5-2363.5		2358.5-2363.5	C3Cb-C
2375	9	11	C3Cb-C	0	2374.5-2383.5	0.7	2374.5-2383.5	2.1	2374.5-2383.5	2.1	2374.5-2383.5	20	2374.5-2383.5	31	2374.5-2383.5	36.9	2374.5-2383.5	C3Cb-C
2393	4	9	C4-C	0	2392.5-2396.5	0	2392.5-2396.5	7.2	2392.5-2396.5	7.2	2392.5-2396.5		2392.5-2396.5		2392.5-2396.5		2392.5-2396.5	C4-C
2421	5	24	C4-C	0	2420.5-2425.5	10.4	2420.5-2425.5	0	2420.5-2425.5	0	2420.5-2425.5	1	2420.5-2425.5	4	2420.5-2425.5	3.8	2420.5-2425.5	C4-C
2437	9	11	C4-C	0	2436.5-2445.5	5.42	2436.5-2445.5	0	2436.5-2445.5	0	2436.5-2445.5		2436.5-2445.5		2436.5-2445.5		2436.5-2445.5	C4-C
2471	15	25	C4Cb-C	1.37	2470.5-2485.5	10.2	2470.5-2485.5	5	2470.5-2485.5	5	2470.5-2485.5	1	2470.5-2485.5	2	2470.5-2485.5	0.9	2470.5-2485.5	C4Cb-C
2513	18	27	C4Cb-C	0.78	2512.5-2530.5	19.7	2512.5-2530.5	0	2512.5-2530.5	0	2512.5-2530.5	0	2512.5-2530.5	1	2512.5-2530.5	1.6	2512.5-2530.5	C4Cb-C
2557	11	26	C5-C	9.34	2556.5-2567.5	1.71	2556.5-2567.5	21	2556.5-2567.5	21	2556.5-2567.5	7	2556.5-2567.5	7	2556.5-2567.5	7.5	2556.5-2567.5	C5-C
2602	12	34.5	C5-C	0	2602-2614	0	2602-2614	0	2602-2614	0	2602-2614	0	2602-2614	0	2602-2614	0	2602-2614	C5-C

Tabla A5. Distribución de trazadores Pozo X4, Sarta sencilla.

INYECTOR X4				SARTA SENCILLA										
Intervalos	h	Espaciamiento Intervalo (ft)	Fecha TZ	TZ1		TZ2		TZ3		TZ4		TZ5		Unidad
				Intervalo	P (psi)	Intervalo	P (psi)	Intervalo	P (psi)	Intervalo	P (psi)	Intervalo	P (psi)	
2282	7		C1-C	0	2282-2289	0	2282-2289	30	2282-2289	0	2282-2289	14	2282-2289	C1-C
2307	14	18	C1-C	7	2307-2321	7	2307-2321	70	2307-2321	100	2307-2321	86	2307-2321	C1-C
2329	27	8	C1-C	68	2329-2356	93	2329-2356		2329-2356		2329-2356		2329-2356	C1-C
2384	9	28	C2-C	2	2384-2393	0	2384-2393	0	2384-2393	0	2384-2393	0	2384-2393	C2-C
2419	26	26	C2-C	6	2419-2445	0	2419-2445	0	2419-2445	0	2419-2445	0	2419-2445	C2-C
2452	13	7	C2-C	8	2452-2465	0	2452-2465	0	2452-2465	0	2452-2465	0	2452-2465	C2-C
2479	11	14	C2Dt-C	0	2479-2490	0	2479-2490	0	2479-2490	0	2479-2490	0	2479-2490	C2Dt
2501	46	11	C2Dt	8	2501-2547	0	2501-2547	0	2501-2547	0	2501-2547	0	2501-2547	C2Dt
2562	20	15	C3-C	0	2562-2582	0	2562-2582	0	2562-2582	0	2562-2582	0	2562-2582	C3-C
2608	15	26	C3-C	0	2608-2623	0	2608-2623	0	2608-2623	0	2608-2623	0	2608-2623	C3-C
2642	22	19	C3Cb-C	0	2642-2664	0	2642-2664	0	2642-2664	0	2642-2664	0	2642-2664	C3Cb-C

Tabla A6. Distribución de trazadores Pozo X5, Sarta sencilla.

INYECTOR X5							SARTA SENCILLA		
Intervalos	h Intervalo (ft)	Espaciam iento Intervalo	Unidad	Fecha TZ		TZ 1	TZ 2		
				Qiw (BWIPD)	P (psi)				
2375	2376	1		C1-C		4	2375-2376	15	2375-2376
2397	2412	15	21	C1-C		3.5	2397-2412	6	2397-2412
2434	2440	6	22	C2-C		2.5	2434-2440	0	2434-2440
2458	2479	21	18	C2-C		34	2458-2479	10	2458-2479
2488	2517	29	9	C2-C		41	2488-2517	14	2488-2517
2526	2535	9	9	C2Dt-C		3	2526-2535	0	2526-2535
2548	2555	7	13	C2Dt-C			2548-2555	0	2548-2555
2574	2584	10	19	Gtb-C		2	2574-2584	0	2574-2584
2587	2594	7	3	Gtb-C			2587-2594	0	2587-2594
2614	2620	6	20	C3-C		4	2614-2620	0	2614-2620
2627	2643	16	7	C3-C		6	2627-2643	55	2627-2643

Tabla A8. Distribución de trazadores Pozo X6, Sarta sencilla y selectiva.

INYECTOR X6				SARTA SELECTIVA				SARTA SENCILLA				
Intervalos	h Intervalo (ft)	Espaciamiento Intervalo	Unidad	Fecha Q (BWIPD) P (psi)	TZ 1		TZ 2		TZ 3		TZ 4	
					30-Sep-06	13-Jun-07	04-Nov-07	06-Jun-08				
2155	2163	8		0	2155-2163	21	2155-2163	7	2155-2163	0	2155-2163	C1-C
2184	2203	19	21	0	2184-2203	74	2184-2203	80	2184-2203	91	2184-2203	C1-C
2213	2219	6	10	0	2213-2219		2213-2219		2213-2219	9	2213-2219	C1-C
2241	2259	18	22	28	2241-2259	5	2241-2259	13	2241-2259	0	2241-2259	C2-C
2273	2288	15	14	25.6	2273-2288		2273-2288	0	2273-2288	0	2273-2288	C2-C
2294	2299	5	6		2294-2299		2294-2299	0	2294-2299	0	2294-2299	C2-C
2313	2326	13	14	46.4	2313-2326	0	2313-2326	0	2313-2326	0	2313-2326	C2Dt-C
2374	2403	29	48	0	2374-2403	0	2374-2403	0	2374-2403	0	2374-2403	Gtb-C
2411	2415	4	8	0	2411-2415	0	2411-2415	0	2411-2415	0	2411-2415	C3-C
2426	2453	27	11	0	2426-2453	0	2426-2433	0	2426-2433	0	2426-2433	C3-C
2479	2486	7	26	0	2479-2486	0	2479-2486	0	2479-2486	0	2479-2486	C3Cb-C
2493	2501	8	7	0	2493-2501	0	2493-2501	0	2493-2501	0	2493-2501	C3Cb-C

Tabla A9. Distribución de trazadores Pozo X7, Sarta selectiva.

Mandriles Full open										
SARTA SELECTIVA 1										
TZ 1										
08-Apr-08										
1162										
1340										
INYECTOR X7										
Intervalos	h Intervalo (ft)	Espaciamiento Intervalo	Unidad	Fecha		Mandril	Unidad	Válvula		
				Qiw (BWIPD)	P (psi)					
2467	2478	11		C1-C						
2483	2514	31	5	C1-C		Mand 1.	C1-C	Valv Q=642		
2551	2559	8	37	C2-C						
2573	2615	42	14	C2-C		Mand 2.	C2-C	Valv Q=755		
2625	2630	5	10	C2-C						
2665	2678	13	35	Gtb-C		Mand 3.	Gtb-C	Valv Q=113		
2697	2701	4	19	Gtb-C						
2715	2720	5	14	Gtb-C		Mand 4.	Gtb-C	Valv Q=214		
2730	2752	22	10	C3-C						
2816	2827	11	64	C3-C						

Tabla A10. Distribución por unidad pozo X2, porcentaje trazador

SARTA SENCILLA							SARTA SELECTIVA			
Unidad	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ 5	TZ 6	TZ 7	TZ 8	TZ 9	TZ 10
	20-Jul-06	10-Sep-06	8-Jan-07	9-Jun-07	12-Jul-07	31-Jul-07	13-Oct-07	27-Feb-08	11-May-08	9-Jul-08
Q(Bwipd)	1800	3000	3850	4201	4750	1010	1144	1111	505	520
P(psi)	700	850	1000	920	1100	90	1580	200	740	820
C1	22	33.04	16	63	37	0	0	0	18.6	3
C2	28	19.86	19	0	15	77	90.45	100	0	0
C2Dt	0	1.55	0	0	0	0	0	0	0	0
Gtb-C	3	16.4	0	0	0	0	0	0	27.7	33
C3-C	0	11.58	23	13	19	23	4	0	28.5	34
C3Cb-C	47	17.57	42	24	29	0	5.55	0	25.2	30

Tabla A11. Distribución por unidad pozo X1, porcentaje trazador

SARTA SENCILLA						
Unidad	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ 5	TZ 6
	21-Jul-06	7-Jan-07	12-Jun-07	08/08/2007	05/08/2008	12-Jul-09
Q(Bwipd)	2500	2176	3823	2363	2024	1671
P(psi)	980	1000	1280	950	920	900
C1	22	33.04	16	63	37	0
C2	28	19.86	19	0	15	77
C2Dt	0	1.55	0	0	0	0
Gtb-C	3	16.4	0	0	0	0
C3-C	0	11.58	23	13	19	23
C3Cb-C	47	17.57	42	24	29	0

Tabla A12. Distribución por unidad pozo X3, porcentaje trazador.

SARTA SENCILLA						
Unidad	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ 5	TZ 6
	22-Jul-06	23-Aug-06	10-Jan-07	7-Aug-07	16-Mar-08	10-Jul-08
Q (Bwipd)	3750	2500	2280	3374	4232	4950
P (Bwipd)	520	780	1000	850	1000	1000
C1	5.56	0	0	0	13	0
C2	75.56	36.99	31.2	67.5	39	47
C2Dt	2.54	2.91	0	3	3	1.3
Gtb-C	0	1.46	0.78	0	0	0
C3-C	0	6.17	3.32	0	0	1
C3Cb-C	4.86	5.06	31.3	16.2	25.11	29.89
C4	0	15.8	7.2	4.8	9.89	10.81
C4Cb-C	2.15	29.9	5	1.5	3	2.5
C5-C	9.34	1.71	21.2	7	7	7.5

Tabla A13. Distribución por unidad pozo X4, porcentaje trazador.

SARTA SENCILLA					
Unidad	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ 5
	18-Jul-06	10-Jan-07	30-Jul-07	27-Apr-08	11-Jul-09
Q(Bwipd)	575	1050	1990	2496	3122
P(psi)	800	1050	900	980	950
C1	75.5	100	100	100	100
C2	16.5	0	0	0	0
C2Dt	8	0	0	0	0
C3-C	0	0	0	0	0
C3Cb-C	0	0	0	0	0

Tabla A14. Distribución por unidad pozo X5, porcentaje trazador.

Unidad	SARTA SENCILLA		SARTA SELECTIVA			
	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4	TZ 5	TZ 6
	28-Nov-06	11-Jan-07	12-Oct-07	10-Apr-08	19-Aug-08	12-Jul-09
Q(Bwipd)	400	330	530	497	530	490
P	950	1200	1400	1650	1100	950
C1	7.5	21	29.3	7.23	63.44	14.4
C2	77.5	24	70.7	92.7	36.56	85.6
C2Dt	3.5	0	0	0	0	0
Gtb-C	1.5	0	0	0	0	0
C3-C	10	55	0	0	0	0

Tabla A15. Distribución por unidad pozo X6, porcentaje trazador.

Unidad	SARTA SELECTIVA		SARTA SENCILLA	
	TZ1	TZ2	TZ3	TZ4
	30-Sep-06	13-Jun-07	4-Nov-07	6-Jun-08
Q(Bwipd)	812	4393	3800	1450
P(psi)	970	540	600	1000
C1	0	95	87	100
C2	53.6	5	13	0
C2Dt	46.4	0	0	0
Gtb-C	0	0	0	0
C3-C	0	0	0	0
C3Cb-C	0	0	0	0

Tabla A16. Distribución por unidad pozo X7, porcentaje trazador.

SARTA SELECTIVA	
Unidad	TZ1
	8-Apr-08
Q(Blip)	1162
P(psi)	1340
C1	31
C2	63
Gtb	3
C3-C	3

Tabla A17. Promedio de agua inyectada por pie efectivo de acuerdo a cada trazador. Pozo X1.

	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
TZ1	15.77	48.18	0.00	0.00	0.62	0.00	28.45	0	0.00	0.00
TZ2	48.15	0.00	3.00	0.00	0.93	0.00	28.32	0.000	0.00	0.00
TZ3	20.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.16	0.000	0.00	0.00
TZ4	41.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.46	0.000	0.00	0.00
TZ5	17.85	0.00	8.16	0.00	0.00	0.00	15.91	0.000	0.00	0.00
TZ6	18.09	0.00	0.00	0.00	1.50	6.63	16.18	0.00	0.00	0.00
Promedio	27.03	8.03	1.86	0.00	0.51	1.11	25.08	0	0.00	0.00

Tabla A18. Promedio de agua inyectada por pie efectivo de acuerdo a cada trazador. Pozo X3.

Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo a cada trazador (Bwi/ft)										
Unidad	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
TZ1	8.88	0.00	105.58	1.96	0.00	0.00	7.76	0.00	1.45	9.08
TZ2	0.00	0.00	67.47	2.93	3.87	3.16	10.55	25.62	26.44	2.17
TZ3	0.00	0.00	63.83	0.00	2.32	1.91	73.18	13.09	4.96	30.17
TZ4	0.00	0.00	186.28	4.57	0.00	0.00	51.09	11.77	2.01	13.44
TZ5	2.22	0.00	105.79	2.36	1.55	1.27	35.65	12.62	8.71	13.71
TZ6	0.00	0.00	58.55	0.89	0.00	0.35	42.56	11.97	1.51	6.50
Promedio	1.85	0.00	97.92	2.12	1.29	1.11	36.80	12.51	7.51	12.51

Tabla A18. Promedio de agua inyectada por pie efectivo de acuerdo a cada trazador. Pozo X4.

Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo a cada trazador (Bwi/ft)										
Unidad	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
TZ1	12	0	3	0	2	0	0	0	0	0
TZ2	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TZ3	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Promedio	25	0	1	0	1	0	0	0	0	0

Tabla A18. Promedio de agua inyectada por pie efectivo de acuerdo a cada trazador. Pozo X5.

Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo a cada trazador (Bwi/ft)										
Unidad	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
TZ1	1.62	0.00	4.79	0.76	0.31	1.57	0.00	0.00	0.00	0.00
TZ2	7.03	0.00	2.30	0.00	0.00	13.39	0.00	0.00	0.00	0.00
TZ3	8.88	0.00	6.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TZ4	1.18	0.00	4.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TZ5	10.96	0.00	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TZ6	1.76	0.00	2.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Promedio	5.24	0.00	3.72	0.13	0.05	2.49	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla A18. Promedio de agua inyectada por pie efectivo de acuerdo a cada trazador. Pozo X6.

Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo a cada trazador (Bwi/ft)										
Unidad	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
TZ1	0.00	0.00	7.70	19.48	0	0	0	0	0	0
TZ2	68.73	0.00	3.14	0.00	0	0	0	0	0	0
TZ3	30.56	0.00	3.97	0.00	0	0	0	0	0	0
TZ4	27.27	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0
Promedio	31.64	0.00	3.70	4.87	0	0	0	0	0	0

Tabla A18. Promedio de agua inyectada por pie efectivo de acuerdo a cada trazador. Pozo X7,

Promedio de agua inyectada diaria por pie de acuerdo a cada trazador (Bwi/ft)										
Unidad	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb	C5
TZ 1	7.9	0	12	0	1	1	0	0	0	0

Tabla A19. Inyección acumulada y volúmenes porosos inyectados Pozo X1, de acuerdo a la información de trazadores.

Unidad	OOIP (mbo)	HCPV(mrb)	PV(mrb)	CumInj(mbwi)	VPInj
C1	1,340	1,435	2,385	827	0.35
C1Ab	0	0	0	69	0.00
C2	1,372	1,466	2,442	77	0.03
C2Dt	1,668	1,787	2,889	0	0.00
Gtb	1,466	1,567	2,492	11	0.00
C3	1,215	1,303	2,259	8	0.00
C3Cb	409	434	780	1,103	1.43
C4	1,114	1,189	1,932	0	0.00
C4Cb	384	409	667	0	0.00
C5	0	0	0	0	0.00

Tabla A20. Inyección acumulada y volúmenes porosos inyectados Pozo X3, de acuerdo a la información de trazadores.

Unidad	OOIP (mbo)	HCPV(mrb)	PV(mrb)	CumInj(mbwi)	VPInj
C1	487	521	1,087	44	0.04
C1ab	3	4	35	0	0.00
C2	799	855	1,854	1,397	0.76
C2dt	2,029	2,171	3,355	52	0.02
Gtb	973	1,041	1,941	11	0.01
C3	572	612	1,941	55	0.03
C3cb	592	634	1,275	680	0.54
C4	1,456	1,558	1,448	255	0.18
C4cb	480	513	2,796	185	0.07
C5	27	29	1,464	309	0.21

Tabla A21. Inyección acumulada y volúmenes porosos inyectados Pozo X4, de acuerdo a la información de trazadores.

Zones	OOIP(mbo)	HCPV(mrb)	PV(mrb)	CumInj(mbw)	PVInj
C1	1,611	1,731	2,845	1,660	0.59
C1ab	0	0	0	0	0.00
C2	1,221	1,303	2,165	30	0.01
C2dt	2,360	2,524	3,889	0	0.00
Gtb	1,334	1,429	2,222	14	0.01
C3	1,133	1,215	2,070	0	0.00
C3cb	0	0	0	0	0.00
C4	1,510	1,617	2,536	0	0.00
C4cb	0	0	0	0	0.00
C5	0	0	0	0	0.00

Tabla A22. Inyección acumulada y volúmenes porosos inyectados Pozo X5, de acuerdo a la información de trazadores.

Unidad	OOIP (mbo)	HCPV(mrb)	PV(mrb)	CumInj(mbwi)	VPInj
C1	1,013	1,076	1,787	106	0.06
C1ab	0	0	0	0	0.00
C2	818	881	1,454	172	0.12
C2dt	1,712	1,838	2,675	1	0.00
Gtb	975	1,045	1,598	1	0.00
C3	1,070	1,152	1,926	84	0.04
C3cb	0	0	0	0	0.00
C4	604	642	1,032	0	0.00
C4cb	0	0	0	0	0.00
C5	0	0	0	0	0.00

Tabla A23. Inyección acumulada y volúmenes porosos inyectados Pozo X6, de acuerdo a la información de trazadores.

Unidad	OOIP (mbo)	HCPV(mrb)	PV(mrb)	CumInj(mbwi)	VPInj
C1	673	724	1,334	869	0.66
C1ab	0	0	0	0	0.00
C2	774	824	1,498	128	0.09
C2dt	1,573	1,687	2,681	76	0.03
Gtb	1,221	1,303	2,058	0	0.00
C3	919	988	1,643	0	0.00
C3cb	403	441	780	0	0.00
C4	1,133	1,208	1,970	0	0.00
C4cb	214	227	384	0	0.00
C5	0	0	0	0	0.00

Tabla A23. Inyección acumulada y volúmenes porosos inyectados Pozo X7, de acuerdo a la información de trazadores.

Unidad	OOIP (mbo)	HCPV(mrb)	PV(mrb)	CumInj(mbwi)	VPInj
C1	415	444	934	189	0.20
C1ab	25	27	82	0	0.00
C2	824	882	1,592	384	0.24
C2dt	1,038	1,111	1,888	0	0.00
Gtb	498	533	1,042	18	0.02
C3	362	387	831	18	0.02
C3cb	24	26	40	0	0.00
C4	1,153	1,234	2,089	0	0.00
C4cb	0	0	0	0	0.00
C5	0	0	0	0	0.00

\