



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 14 de diciembre de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

_____ Daniela Mañozca Cruz _____, con C.C. No. 1075282062,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado **“Evaluación técnico económica de trabajos en pozos inactivos como estrategia de incremento de producción y mejoramiento del factor de recobro en el campo La Cira Infantas”** presentado y aprobado en el año **2017** como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos _____;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE

Firma:



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: “Evaluación técnico económica de trabajos en pozos inactivos como estrategia de incremento de producción y mejoramiento del factor de recobro en el campo La Cira Infantas”

AUTOR O AUTORES: Daniela Mañozca Cruz

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Mañozca Cruz	Daniela

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Rueda Guarín	Luz Adriana
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017

NÚMERO DE PÁGINAS: 123

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías **X** Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general **X** Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas **X** Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros **X**

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO: No aplica

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

Pozos inactivos, Reactivación de pozos, Incremento de producción, La Cira Infantas.

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

1. Pozos inactivos
2. Reactivación de pozos
3. Incremento de producción
4. La Cira Infantas

Inglés

1. Inactive wells
2. Return to production
3. Increasing production
4. La Cira Infantas

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La Cira Infantas es un campo petrolero colombiano con cerca de 100 años de historia de producción donde actualmente se lleva a cabo un proceso de recobro secundario mediante inyección de agua, el campo cuenta con aproximadamente 3000 pozos perforados de los cuales hay cerca de 1500 pozos activos entre productores e inyectores, 400 pozos inactivos y 1100 pozos abandonados. Dado el escenario actual de precios bajos es prioritario estar enfocados en buscar estrategias que permitan incrementar la producción de aceite del campo a un bajo costo.

En el presente trabajo se implementó un plan de reactivación de pozos como estrategia de incremento de producción alineado al enfoque actual del campo. El plan fue desarrollado mediante la



implementación de los siguientes pasos: Consolidación de la información de los pozos inactivos, Selección de los pozos objetivo a reactivación de acuerdo al desempeño actual del campo, Análisis de los problemas identificados al momento de apagado del pozo, Análisis de las condiciones actuales del pozo, Planteamiento del plan de reactivación para cada uno de los pozos candidatos. Esta metodología tiene en cuenta las distintas áreas operativas como ingeniería de yacimientos, operaciones y planeación.

A través de esa metodología se logró la identificación de 45 pozos productores con potencial a reactivación, de los cuales 8 solo requerían un servicio para ser puestos en línea, 17 requerían de un trabajo de workover ya que se identificaron nuevas arenas con potencial de producción de aceite que no habían sido cañoneadas previamente y 20 pozos con acciones pendientes a nivel de inyección o evaluación de la viabilidad operativa de la reactivación del pozo.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

La Cira Infantas is a Colombian petroleum field that started a century ago. Currently, the field is under a second recovery through water injection, the field has approximately 3000 drilled wells, 1500 of them are active wells (producer and injector wells), 400 wells are inactive and about of 1100 wells are abandoned. Given the current economic scenery with low prices of oil in the international market, there must be a focus on strategies to increase production at a low cost.

In this project was implemented a plan to return to production inactive wells as a strategy of increasing production, it is aligned to current focus of the field. The plan was developed through the implementation of five steps: Gather information of every inactive wells, Selection of candidate wells to return to production, Analysis of shutting off problems, Analysis of current conditions in the field, Planning the



activities to return to production candidate wells. This methodology involves different operative areas as reservoir engineering, operations and planning.

As a result of the methodology aforementioned, it was possible to identify 44 producer wells with high potential to return to production, 8 of them were requiring just a well service to be back online, 17 of them had an opportunity to contact potential oil sands through workovers and the other 20 wells are in standby because there are pending actions regarding to injection or operative restrictions.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepulveda Gaona

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez

Firma: *Javier A. Martínez P.*

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE TRABAJOS EN POZOS
INACTIVOS COMO ESTRATEGIA DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN Y
MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO LA CIRA
INFANTAS**



DANIELA MAÑOZCA CRUZ

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
NOVIEMBRE DE 2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE TRABAJOS EN POZOS
INACTIVOS COMO ESTRATEGIA DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN Y
MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO LA CIRA
INFANTAS**



DANIELA MAÑOZCA CRUZ

**DIRECTORES: CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS
LUZ ADRIANA RUEDA GUARIN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
NOVIEMBRE DE 2017**

Nota de Aceptación

Director del proyecto

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Noviembre de 2017

Dedicatoria

A Dios por todas las oportunidades que he tenido en la vida, por mostrarme siempre una razón para seguir adelante, por hacer de mi la mujer que soy.

A mis padres Ruby y Milciades que son el motor de mi vida, por ser unos luchadores incansables, por enseñarme el valor de la familia, por mostrarme que los sueños nunca terminan.

A mis amigos Andres, Yeraldine, Lucyla y Fabio por todo lo que me han aportado, por todos los momentos compartidos, y a los que espero conservar toda la vida.

A Elcy por ser como una hermana, por ofrecerme un apoyo incondicional desde que tengo memoria.

Finalmente, a todos mis compañeros y profesores que han puesto múltiples granitos de arena en mi proceso de formación.

Daniela

Agradecimientos

A la Ingeniera Luz Adriana por todo el apoyo profesional y personal durante la planeación y desarrollo del proyecto, su orientación incondicional fue esencial para alcanzar todos los objetivos planteados.

A la empresa Occidental de Colombia y al equipo de RMT por creer en mí, por brindar grandes aportes no solo a la construcción del proyecto, sino también en mi crecimiento personal y profesional. A todos los recordaré con cariño.

A Felipe Caycedo por su contribución con sus conocimientos financieros, por su paciencia y por todo el apoyo personal brindado durante y después de la ejecución del proyecto.

A la Ingeniera Constanza Vargas, por su disposición durante la dirección del proyecto, por todos los consejos personales y por su actitud al servicio del estudiante.

Al cuerpo docente del programa de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, por todos los conocimientos y experiencias compartidas durante mi formación como Ingeniera de Petróleos.

Título

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE TRABAJOS EN POZOS INACTIVOS
COMO ESTRATEGIA DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO DEL
FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

Resumen

Autores: DANIELA MAÑÓZCA CRUZ

Palabras clave: Pozos inactivos, Reactivación de pozos, Incremento de producción, La Cira Infantas.

La Cira Infantas es un campo petrolero colombiano con cerca de 100 años de historia de producción donde actualmente se lleva a cabo un proceso de recobro secundario mediante inyección de agua, el campo cuenta con aproximadamente 3000 pozos perforados de los cuales hay cerca de 1500 pozos activos entre productores e inyectores, 400 pozos inactivos y 1100 pozos abandonados. Dado el escenario actual de precios bajos es prioritario estar enfocados en buscar estrategias que permitan incrementar la producción de aceite del campo a un bajo costo.

En el presente trabajo se implementó un plan de reactivación de pozos como estrategia de incremento de producción alineado al enfoque actual del campo. El plan fue desarrollado mediante la implementación de los siguientes pasos: consolidación de la información de los pozos inactivos, selección de los pozos objetivo a reactivación de acuerdo al desempeño actual del campo, análisis de los problemas identificados al momento de apagado del pozo, análisis de las condiciones actuales del pozo, planteamiento del plan de reactivación para cada uno de los

pozos candidatos. Esta metodología tiene en cuenta las distintas áreas operativas como ingeniería de yacimientos, operaciones y planeación.

A través de esa metodología se logró la identificación de 45 pozos productores con potencial a reactivación, de los cuales 8 solo requerían un servicio para ser puestos en línea, 17 requerían de un trabajo de workover ya que se identificaron nuevas arenas con potencial de producción de aceite que no habían sido cañoneadas previamente y 20 pozos con acciones pendientes a nivel de inyección o evaluación de la viabilidad operativa de la reactivación del pozo.

Abstract

Author: DANIELA MAÑÓZCA CRUZ

Key word: Inactive wells, Return to production, Increasing production, La Cira Infantas.

La Cira Infantas is a Colombian petroleum field that started a century ago. Currently, the field is under a second recovery through water injection, the field has approximately 3000 drilled wells, 1500 of them are active wells (producer and injector wells), 400 wells are inactive and about of 1100 wells are abandoned. Given the current economic scenery with low prices of oil in the international market, there must be a focus on strategies to increase production at a low cost.

In this project was implemented a plan to return to production inactive wells as a strategy of increasing production, it is aligned to current focus of the field. The plan was developed through the implementation of five steps: Gather information of every inactive wells, Selection of candidate wells to return to production, Analysis of shutting off problems, Analysis of current conditions in the field, Planning the activities to return to production candidate wells. This methodology involves different operative areas as reservoir engineering, operations and planning.

As a result of the methodology aforementioned, it was possible to identify 44 producer wells with high potential to return to production, 8 of them were requiring just a well service to be back online, 17 of them had an opportunity to contact potential oil sands through workovers and the other 20 wells are in standby because there are pending actions regarding to injection or operative restrictions.

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	17
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	19
1.1 Localización.....	19
1.2 Reseña histórica del Campo La Cira- Infantas.....	20
1.3 Geología.....	25
1.3.1 Secuencia Pre- Cretácea.....	27
1.3.2 Secuencia Cretácea.....	27
1.3.3 Secuencia Terciaria.....	29
1.4 Recuperación Secundaria y Estado Actual del Campo.....	32
2. GENERALIDADES.....	35
2.1 Pozos Inactivos.....	35
2.2 Recuperación Secundaria.....	36
2.2.1 Inyección de Agua.....	37
2.3 Factor de Recobro.....	40
2.4 Variables e Indicador de Evaluación de Proyectos.....	41
2.4.1 Valor Presente Neto.....	41
2.4.2 Tasa de Descuento.....	43
2.4.3 Tasa Interna de Retorno.....	44
2.4.4 Flujo de Caja.....	45
2.4.5 Plazo de Recuperación.....	48
3. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA.....	50
3.1 Consolidación de Información.....	50
3.2 Clasificación y Selección de Pozos.....	52
3.2.1 Tipo de pozo.....	52
3.2.2 Arena completada.....	52

3.2.3	Soporte de Inyección de Agua.....	53
3.2.4	Producción Promedio y Posición Estratégica.....	54
3.3	Análisis de Pozos Candidatos.....	55
3.3.1	Proceso de Recobro Secundario- Inyección de Agua.....	55
3.3.2	Estado Mecánico del Pozo.....	65
3.3.3	Oportunidades de Cañoneo y/o Aislamiento.....	66
3.3.4	Infraestructura Disponible.....	68
3.3.5	Comunidad-Predios.....	72
3.4	Oportunidades Identificadas.....	73
3.5	Análisis Económico.....	82
3.5.1	Costo De Operación (OPEX).....	82
3.5.2	Análisis de Inversión (CAPEX).....	83
3.5.3	Regalías.....	85
3.5.4	Precio.....	86
3.5.5	Ingresos.....	88
3.5.6	Flujo de Caja.....	90
3.5.7	Valor Presente Neto.....	90
4.	APLICACIÓN DE HERRAMIENTAS TECNOLÓGICAS.....	92
4.1	Herramienta de Análisis en la Plataforma Spotfire.....	93
4.1.1	Ventana de Seguimiento de Pozos Inactivos Existentes- Sección A.....	94
4.1.2	Ventana de Seguimiento de Pozos Inactivos Existentes- Sección B.....	95
4.1.3	Ventana de Seguimiento de Pozos Inactivos Existentes- Sección C.....	96
4.1.4	Ventana de Análisis de Pozos Inactivos al Momento del Cierre- Sección A....	97
4.1.5	Ventana de Análisis de Pozos Inactivos al Momento del Cierre- Sección B....	98
4.1.6	Ventana de Análisis de Pozos Inactivos al Momento del Cierre- Sección C....	99
4.1.7	Ventana de Análisis del Comportamiento Actual de los Patrones- Sección A y B.....	100
4.1.8	Ventana de Análisis del Comportamiento Actual de los Patrones- Sección C.....	101
4.1.9	Ventana de Estados Mecánicos y Predios- Sección Ay B.....	102
4.1.10	Ventana de Estados Mecánicos y Predios- Sección C y D.....	103

4.2 Aplicación Del Modelo Capacitivo Resistivo.....	104
4.2.1 Aplicación del Modelo Capacitivo Resistivo en el Pozo 12.....	109
5. CONCLUSIONES.....	117
6. RECOMENDACIONES.....	119
7. REFERENCIAS.....	120

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Ubicación Campo Cira Infantas.....	19
Figura 2. Falla de la Cira.....	21
Figura 3. Mapa Geológico de Superficie (1935).....	22
Figura 4. Sección Sísmica de La Cira Infantas.....	24
Figura 5. Columna Estratigráfica Valle Medio del Magdalena.....	26
Figura 6. Antiguo Patronamiento del Campo.....	32
Figura 7. Áreas de La Cira Infantas.....	33
Figura 8. Configuración Actual de los Patrones del Campo.....	33
Figura 9. Desplazamiento de Petróleo por Agua Inyectada.....	37
Figura 10. Esquema de Patronamiento en La Cira Infantas.....	40
Figura 11. Pozos Inactivos a Febrero de 2017.....	51
Figura 12. Pozos Inactivos Bajo recuperación Secundaria.....	53
Figura 13. Pozos Inactivos Candidatos Para la Evaluación de Trabajos.....	54
Figura 14. Selección de Pozos Candidatos.....	55
Figura 15. Arreglo de Pozos sin Pozo Inyector.....	57
Figura 16. Arreglo de Pozos con Inyector Activo.....	57
Figura 17. Esquema de un Perfil de Inyección Inadecuado.....	58
Figura 18. Esquema de Arreglo con Baja Eficiencia Areal.....	59
Figura 19. Curva de Producción Histórica del Pozo 8.....	60
Figura 20. Perfiles de Inyección de los Pozos USCO 1 y USCO 2.....	60
Figura 21. Gráfica de Influencia entre el Pozo 8 y USCO 2.....	61
Figura 22. Pozo con Tope de Arena en Fondo.....	66
Figura 23. Esquema de Interpretación de Registros.....	68
Figura 24. Líneas de producción.....	69
Figura 25. Colector Múltiple.....	69
Figura 26. Unidad de Bombeo de Balancín.....	71

Figura 27. Red Anular de un Pozo en La Cira Infantas.....	71
Figura 28. Pozo con Casas en el Área de Influencia.....	72
Figura 29. Regalías.....	86
Figura 30. Flujo de Caja.....	90
Figura 31. Sección A de la Ventana de Seguimiento de Pozos.....	94
Figura 32. Sección B de la Ventana de Seguimiento de Pozos.....	95
Figura 33. Sección C de la Ventana de Seguimiento de Pozos	96
Figura 34. Producción de Aceite al Momento del Cierre.....	97
Figura 35. Corte de agua al Momento del Cierre.....	98
Figura 36. Producción de Fluidos al Momento del Cierre.....	99
Figura 37. Comportamiento Actual de los Patrones.....	100
Figura 38. Servicio a Pozos Inyectores.....	101
Figura 39. Historial de Intervenciones.....	102
Figura 40. Historial de Daños en el Revestimiento.....	103
Figura 41. Mapa de Predios en el Área de Afectación.....	103
Figura 42. Impacto de la Tasa de Inyección en la Tasa de Producción.....	106
Figura 43. Modelo CRM-P.....	107
Figura 44. Esquema de Ubicación del Pozo 12 Respecto a Patrones Aledaños.....	109
Figura 45. Curva Histórica de Producción del Pozo 12.....	109
Figura 46. Perfiles de Inyección del Pozo USCO 30.....	110
Figura 47. Gráfica de Influencias entre el Pozo 12 y USCO 30.....	111
Figura 48. Parámetros de Entrada.....	111
Figura 49. Pestaña de Producción Total.....	112
Figura 50. Pestaña de Inyección.....	113
Figura 51. Coordenadas.....	114
Figura 52. Distancia entre Pozos.....	114
Figura 53. Pasos de la Ejecución de CRM.....	115
Figura 54. Mapa de Conexiones.....	116

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Tipos de Inyección de Agua.....	38
Tabla 2. Componentes de Flujo de Caja Libre.....	45
Tabla 3. Nombre Corporativo Asignado Para las Distintas Formaciones.....	52
Tabla 4. Resumen de Análisis de Recobro Secundario a los 44 Pozos Candidatos.....	62
Tabla 5. Resumen de Problemas en el Proceso de Recobro Secundario y Alternativas de Solución.....	64
Tabla 6. Resumen de las Oportunidades Detectadas en el Portafolio de Pozos Inactivos..	73
Tabla 7. Costo Total Operacional.....	83
Tabla 8. Costos Asociados a los Trabajos de Reactivación.....	84
Tabla 9. Precio Promedio de Crudo.....	87
Tabla 10. Producción Neta.....	88
Tabla 11. Ingresos.....	89
Tabla 12. Analogías aplicadas en CRM	104

Introducción

Bajo el escenario actual de precios en el sector de hidrocarburos y teniendo en cuenta que La Cira Infantas aporta un 4 % de la producción diaria nacional de petróleo, la cual a mayo del 2017 era de 853 KBOPD, resulta oportuno la ejecución de trabajos a bajo costo que incrementen la producción de aceite y que aporten en el desarrollo del campo. (Producción fiscalizada de crudo 2017. Obtenido el 3 de junio de 2017 en <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>)

La Cira Infantas es el campo más antiguo del país con aproximadamente 100 años de historia de producción, que actualmente se encuentra bajo un proceso de inyección de agua. Cuenta con 3000 pozos perforados a lo largo de la historia, de los cuales aproximadamente 400 se encuentran inactivos y poseen en su mayoría la infraestructura necesaria para que sean puestos nuevamente en producción.

Con base en el panorama actual y el entendimiento del yacimiento, esta iniciativa pretende identificar los pozos inactivos que representen una oportunidad potencial en petróleo para mejorar el desempeño de producción, realizando una evaluación técnico económica para definir las acciones necesarias que viabilizarían el retorno a producción de esos pozos inactivos. La evaluación técnico económica involucra las distintas áreas con el objetivo de generar una respuesta integral a los 44 pozos candidatos a reactivación de los cerca de 400 que están

inactivos. Con este proyecto se logrará un aumento de producción a bajo costo utilizando activos ya existentes en el campo.

Adicionalmente, se optimizará el análisis de todos los pozos inactivos mediante la construcción de una herramienta de visualización en la plataforma de análisis empresarial TIBCO Spotfire. Con esto se logra que se visualice toda la información consolidada de los pozos inactivos de una forma de fácil y rápida, que permite materializar las oportunidades presentes en estos pozos oportunamente.

Los pozos que resulten inviables a reactivación también tendrán un plan de acción a seguir de acuerdo con los lineamientos de la compañía y de la normatividad que rige al sector minero energético en Colombia.

1. Descripción del Campo La Cira Infantas

1.1 Localización

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 SE de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 km al NW de Santafé de Bogotá. Ver

Figura 1.

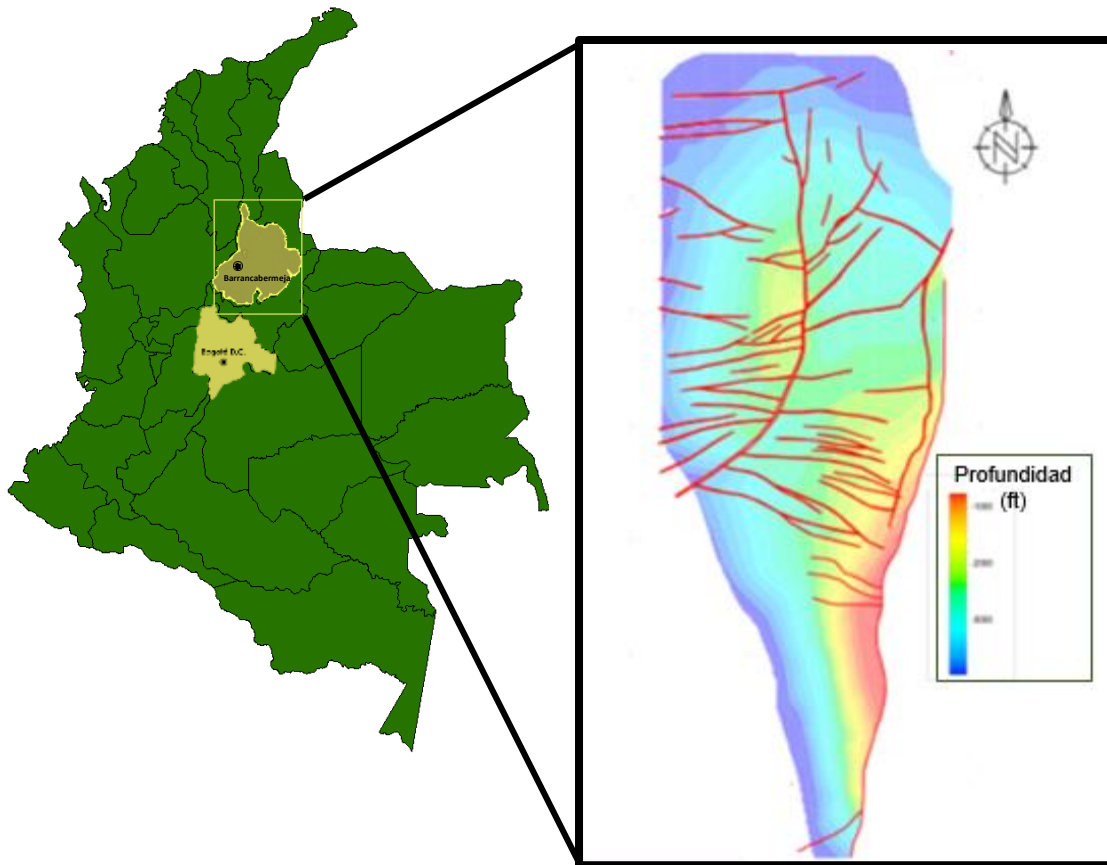


Figura 1. Ubicación Campo Cira Infantas

1.2 Reseña histórica del Campo La Cira – Infantas

El campo La Cira Infantas, actualmente operado por Occidental de Colombia en asociación con Ecopetrol, es el campo más antiguo de Colombia con una extensión de 160 km². Su historia se remonta a los inicios de la industria petrolera colombiana. Según (Ecopetrol, 1999):

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 ft con una producción de 800-1000 BOPD. 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, que es completado en 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.

A pesar de las dificultades y la rudeza del clima y del terreno, para 1930, la superficie entera de la Concesión De Mares ya había sido cartografiada. La geología de superficie era difícil debido a que había que hacer trincheras ya que los únicos afloramientos solo eran encontrados en los ríos y pequeñas corrientes. En esta tarea participaron geólogos Canadienses y Norteamericanos. Estos estudios revelaron una serie de estructuras

anticlinales; y fue así como Wheeler descubrió en 1924 la estructura de La Cira cuando vio en el km 22, en un corte del camino, capas buzando hacia el Este; una cartografía detallada usando planchas entre Mayo y Septiembre de 1925 comprobó la existencia de una gran estructura de aproximadamente 4.5 km de largo por 3 km de ancho con cierres al Norte y al Sur, buzamiento hacia el Este y rumbo N30E (O.C.Wheeler, 1925). El hallazgo de pliegues volcados en el flanco Este de la estructura de La Cira permitieron sugerir una falla o un gran pliegue que originalmente se denominó "pliegue o flexura de Wheeler" y que hoy corresponde a la Falla La Cira como se observa en la **Figura 2**.

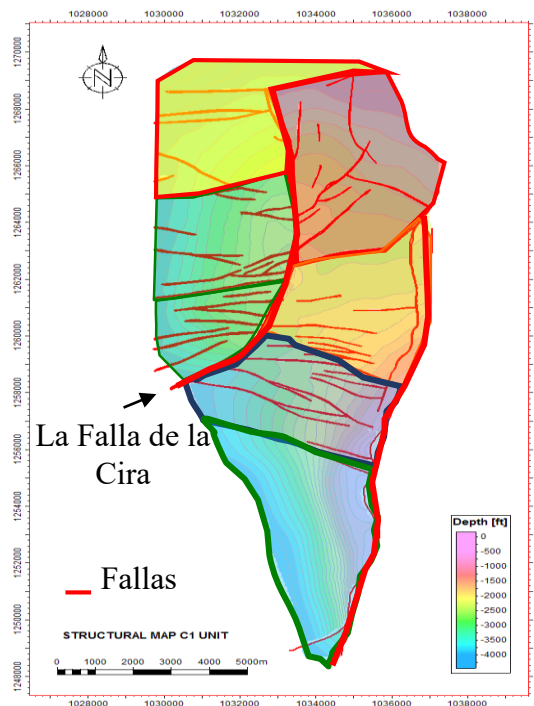


Figura 2. Falla de La Cira

Fuente: Occidental de Colombia. Programa: TIBCO Spotfire. Mayo 2017.

De esta forma se elaboró el primer mapa geológico de superficie del Campo La Cira-Infantas en el cual se cartografiaron las unidades: Horizonte fosilífero La Cira, La Cira

Shale, Arenas Pebbly, Zona A media (shale), Arenas 116, Arenas-224 Y 157, Zona B y Zona C, en la **Figura 3** se muestra el mapa geológico de superficie elaborado por los geólogos Canadienses y Norteamericanos a principios de la década de los años 30.

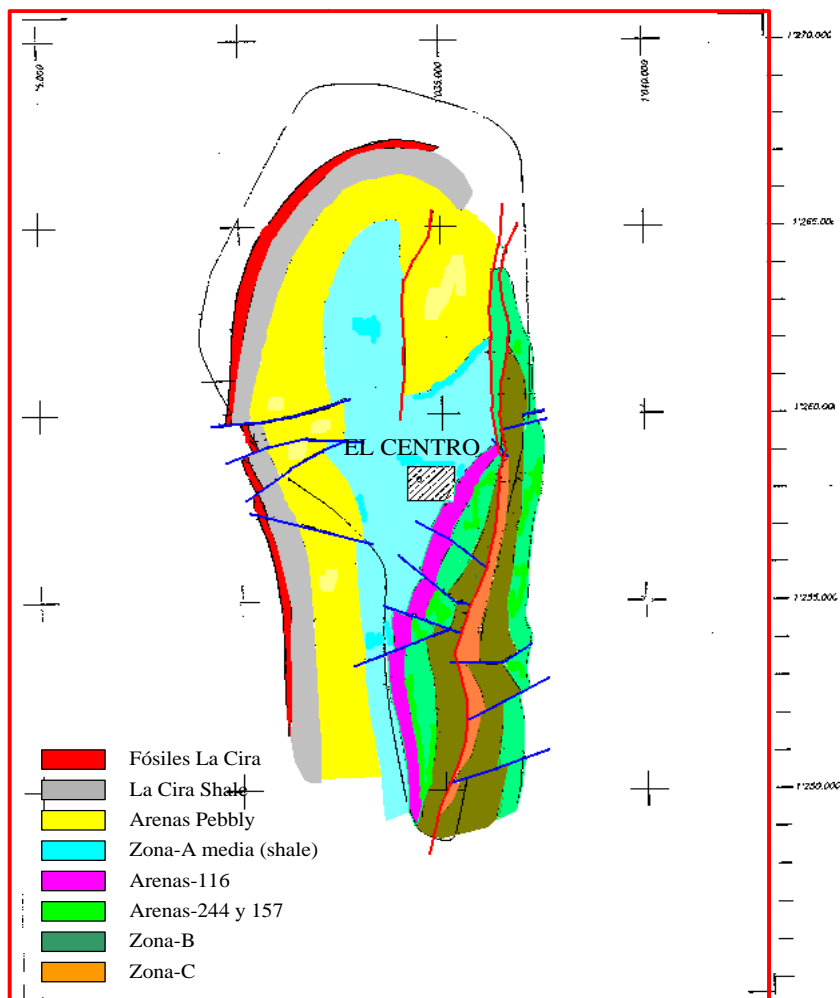


Figura 3. Mapa Geológico de Superficie (1935)

Fuente: ECOPEPETROL. (1999). Evaluación integrada de yacimientos del campo La Cira-Infantas.

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

como en 1931 se considera completo el desarrollo de 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. A diciembre de 1998 había en el campo un total de 669 pozos productores activos y 107 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. El primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira se realizó entre 1946 y 1949 a través de siete pozos 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 dos etapas, la primera cubrió un área de 280 acres y la segunda un área de 530 acres adicionales. Luego se desarrolló un piloto de inyección de agua en la zona “C”, el cual se inició en febrero de 1972 con cinco pozos inyectores y 10 pozos productores y finalizó en febrero de 1976, el cual no fue exitoso.

Para 1994 inicia el proyecto “Evaluación Integrada de Yacimientos”¹, el cual tuvo como componente principal la corrida e interpretación de líneas sísmicas, lo que sirvió para

¹ Este proyecto fue compilado en un informe técnico, el cual fue la principal fuente de consulta en el capítulo 1 “Descripción del campo La Cira Infantas”

definir el modelo estructural del campo, en la **Figura 4** se observa una sección sísmica del campo. Además, este proyecto incluyó una fase de interpretación de corazones, que permitió definir el modelo sedimentológico de deposición de los cuerpos arenosos de La Cira; una fase de petrofísica en la que se logró obtener modelos de interpretación petrofísica y la estimación de los parámetros correspondientes, necesarios para los cálculos volumétricos de petróleo y gas; y otras fases en las que se tuvo como resultado mapas estructurales, determinación de contactos agua-petróleo, cálculos de petróleo original en sitio y la conclusión de que la inyección de agua debería extenderse a otros sectores del campo, el proyecto finaliza en 1998.

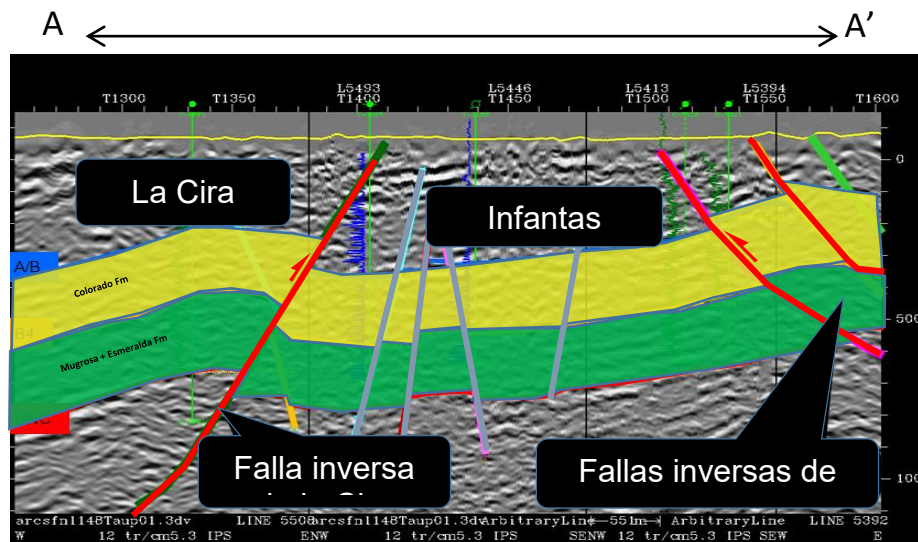


Figura 4. Sección Sísmica de La Cira Infantas|

Fuente: ECOPEPETROL. (1999). Evaluación integrada de yacimientos del campo La Cira-Infantas.

Para el año 2005 inicia la ejecución del contrato de colaboración empresarial suscrito entre Ecopetrol y Occidental Andina, donde el operador sigue siendo Ecopetrol, esta asociación permitió incrementar la producción de La Cira Infantas de 5000 BOPD a

40000 BOPD. Oxy Andina es filial de Occidental Petroleum Corporation, una de las más grandes compañías de petróleo y gas de Estados Unidos, reconocida por su trayectoria en campos maduros de Estados Unidos, Medio Oriente y Colombia.

1.3 Geología

El Campo La Cira-Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de "Rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como "backarc" detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío-Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea del campo. Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "foreland", pasando la sedimentación a ser de tipo continental, depositándose discordantemente sobre la secuencia Cretácea. Y finalmente en el Mioceno tardío-Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca. (Dengo & Covey, 1993).

La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno; los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la Cira (Sanderson, 1951). La **Figura 5** presenta la columna estratigráfica para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

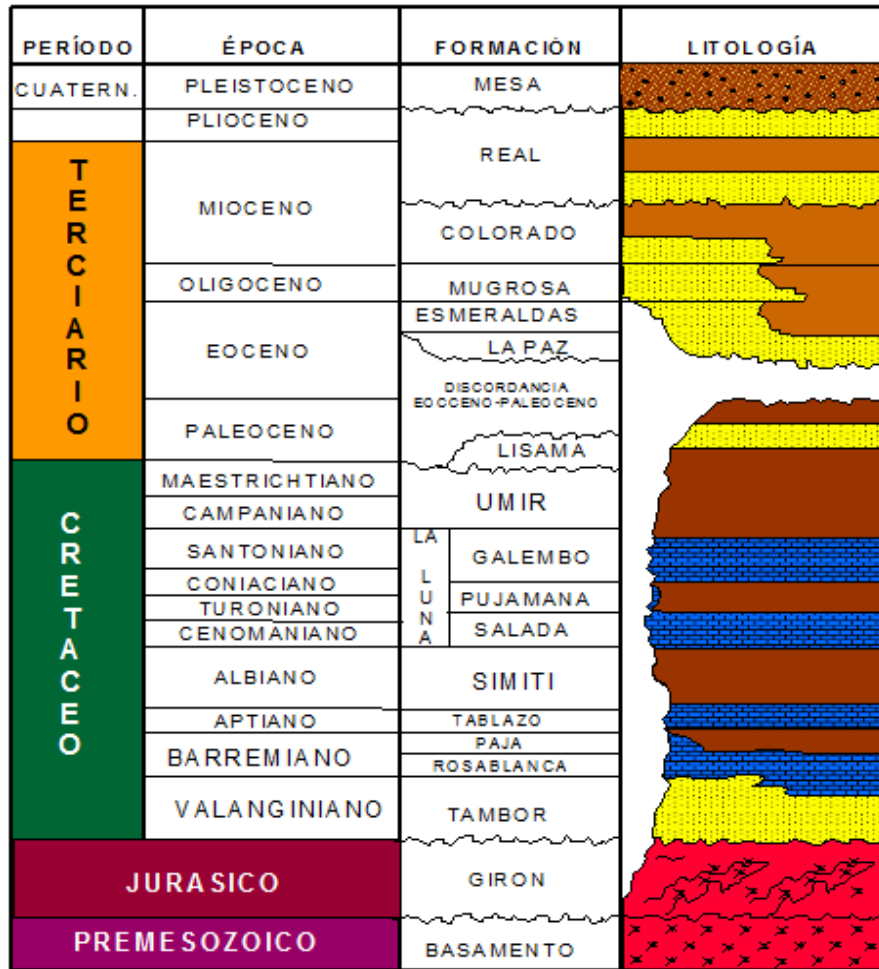


Figura 5. Columna estratigráfica Valle Medio del Magdalena

Fuente: Ecopetrol, El Centro1273

Según información obtenida de Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012), Ecopetrol (1999) e Instituto Colombiano de Geología y Minería Ingeominas (2008) se describirán

brevemente las características de las formaciones presentes a lo largo del Campo La Cira Infantas desde la más antigua hasta la más joven

1.3.1 Secuencia Pre cretácea.

- **Basamento**

Las rocas más antiguas expuestas en la Cordillera Central y el Macizo de Santander incluyen gneiss, anfibolitas y rocas metasedimentarias polimetamorizadas 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 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 con flujos riolíticos y riodacíticos y tobas.

1.3.2 Secuencia Cretácea.

- **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.

- **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 localizada en el costado occidental de la cuenca sedimentaria del Cretáceo temprano. Está compuesta por carbonatos y evaporitas. Resultados de recientes investigaciones le asignan potencial generador de hidrocarburos.

- **Formación Paja**

Consiste en shales negros ligeramente calcáreos delgadamente laminados los cuales son ocasionalmente micaceos 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.

- **Formación Tablazo**

Consiste en 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. 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 le 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.

- **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 Galembo 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 gastrópodos y escamas de pescado localmente.

- **Formación Umir**

Esta unidad lito estratigráfica 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-Maastrichtiano, y fue depositada durante un pulso regresivo. Esta unidad es demasiado arcillosa y apretada, razón por la cual no muestra shows de aceite.

1.3.3 Secuencia Terciaria.

- **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.

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. Es común observar en las lodolitas desarrollos de perfiles pedológicos. 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 las zonas C, separadas 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.

- **Formación Colorado**

Esta unidad está compuesta por lodolitas rojas, grises y púrpura, masivas, interestratificadas con areniscas de grano fino y se depositó en ambiente fluvial, en ella son comunes las barras de orillal (point bars). Esta unidad contribuye como almacenador en el campo Nutria.

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 carbonaceos, 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.

1.4 Recuperación secundaria y estado actual del campo

En 1957 se inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en un área de 280 acres formada por 17 modelos de 5 puntos, denominado “Primer Desarrollo”.

A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectores, en una extensión de 530 acres adicionales, los patrones rodeaban el área del primer programa de inyección realizado en 1957. La configuración original del proyecto de recuperación secundaria se observa en la **Figura 6**.

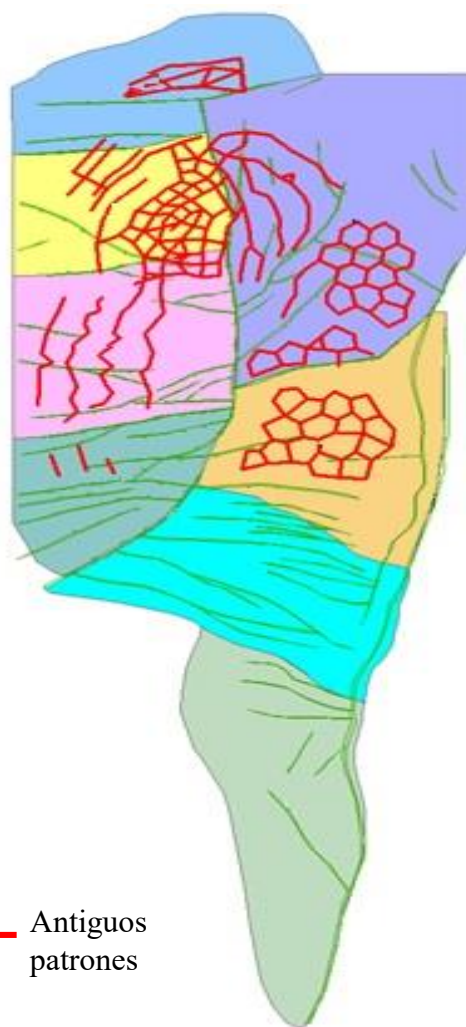


Figura 6. Antiguo patronamiento del campo

Fuente: Occidental de Colombia.
Programa: TIBCO Spotfire. Mayo 2017.

Estudios posteriores realizados por Ecopetrol para cada una de las áreas, recomendaron la expansión del sistema secundario a la zona “C”, en la **Figura 7** se aprecian las áreas actuales del campo y en la **Figura 8** el desarrollo actual de acuerdo a los patrones de inyección de agua.

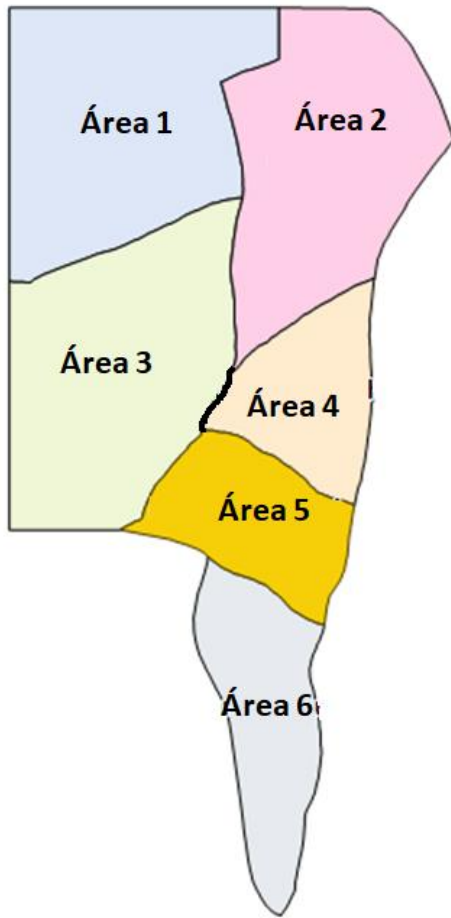


Figura 7. Áreas de La Cira Infantas
Fuente: Occidental de Colombia. Programa: TIBCO Spotfire. Mayo 2017.

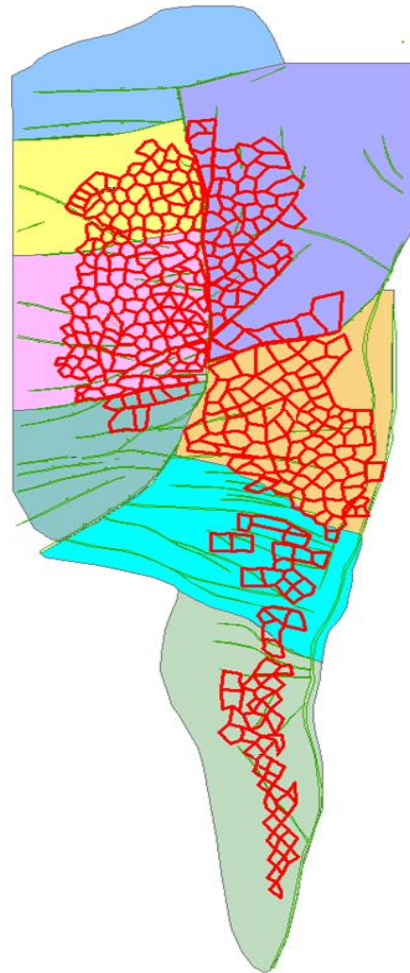


Figura 8. Configuración actual de los patrones del campo
Fuente: Occidental de Colombia. Programa: TIBCO Spotfire. Mayo 2017.

El Campo La Cira-Infantas alcanza su máxima producción en 1940, que corresponde a 62000 BOPD. A enero de 1999, la tasa promedio es de 7000 BOPD, de los cuales 1700 BOPD se consideran secundarios, con una inyección de agua promedio de 17300 BWIPD. La producción acumulada de petróleo es de 711 MB.

Actualmente, el campo sigue bajo un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua utilizando sartas selectivas, inicialmente el proceso de inyección se realizó por sarta sencilla, pero la eficiencia vertical era muy baja. El promedio actual de inyección de agua en el campo es de aproximadamente 570.000 BWPD con una producción de alrededor 40.000 BOPD. El campo a 2017 cuenta con 1000 pozos productores activos, 500 pozos inyectoros activos y cerca de 400 pozos inactivos entre productores e inyectoros.

2. Generalidades

2.1 Pozos Inactivos

Un pozo inactivo es aquel que algún momento de su historia estuvo en producción o inyección y que ahora se encuentra apagado y sin abandonar. La inactividad de los pozos se debe principalmente a que en el momento del cierre del pozo este ya no era económicamente viable por múltiples razones. Las más comunes en La Cira Infantas son:

- **Pozo con alto corte de agua**

La producción de agua era muy alta, haciendo inviable económicamente mantenerlo en línea. Esta situación es frecuente cuando se presenta una inyección de agua inadecuada y con preferencialidad por algunas arenas, es decir, baja eficiencia vertical de la inyección.

- **Pozo con una tasa de producción de fluido baja**

El pozo no produce alto volumen de fluidos debido a la baja presión. Esto se encuentra asociado a una falta de soporte por inyección. Como consecuencia la tasa de aceite también es baja. No es viables seguir manteniendo el pozo en producción.

- **Alta producción de arena**

El pozo a medida que fluye trae del yacimiento partículas suspendidas en los fluidos que van desde tamaño lodo hasta arena. Esta producción de arena en el pozo provoca fallas recurrentes a nivel de pozo, que puede resultar en taponamiento de perforados, o en daños mecánicos del revestimiento y/o bombas.

- **Pozo con daño mecánico en el revestimiento**

El pozo presenta colapso o restricción que no permite que se realicen trabajos de reacondicionamiento para que el pozo vuelva a estar en producción.

2.2 Recuperación Secundaria

El campo la Cira Infantas actualmente se encuentra bajo un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua. Las operaciones de recuperación de petróleo se dividen en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Paris de Ferrer (2001) afirma que la etapa primaria, es el resultado de la producción de petróleo por la energía natural del yacimiento, la secundaria ocurre después de la declinación de la producción primaria y tradicionalmente se refiere a inyección de agua y/o inyección de gas.

En la recuperación secundaria se está impartiendo una energía que no proviene del yacimiento mediante pozos inyectoros, para desplazar petróleo hacia los pozos productores. En el caso de que el aumento de energía natural se desee dar por gas, se debe inyectar este en la capa de gas para mantener la presión y expandirla o dentro de la columna de aceite para el desplazamiento inmisible del mismo, de acuerdo a las condiciones de permeabilidad relativa y barrido volumétrico (Paris de Ferrer M. , 2001).

2.2.1 Inyección de agua.

Como sucede frecuentemente en el desarrollo de nuevas tecnologías, la primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. Para ese entonces (1865) se pensó que la función principal de la inyección de agua era mantener la presión y solo hasta 1890 se entendió que el agua mejoraba la producción de aceite.

En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro incremental del petróleo. En la figura 2.1 se aprecia un esquema del desplazamiento de petróleo por agua. (Paris de Ferrer M. , 2001)

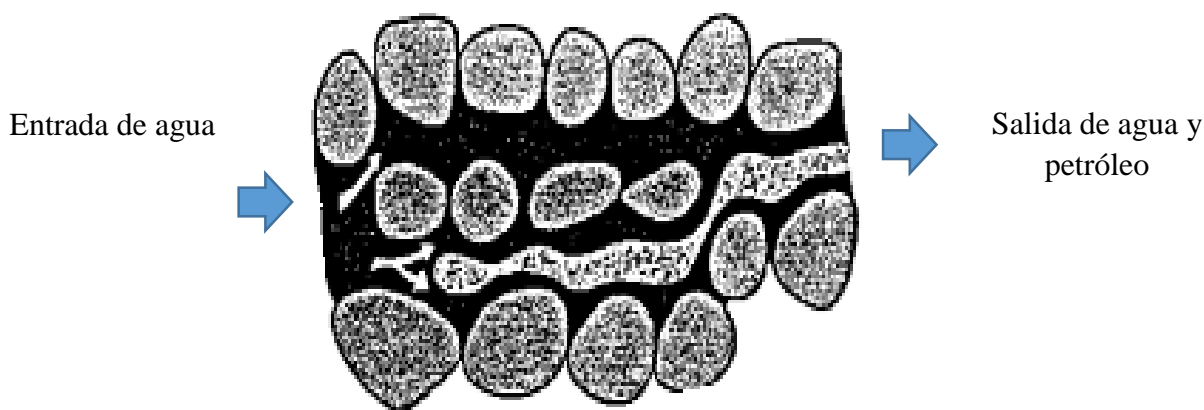


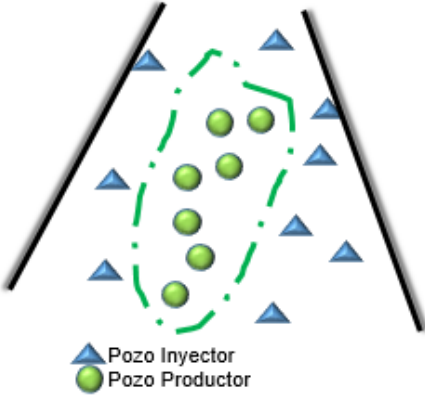
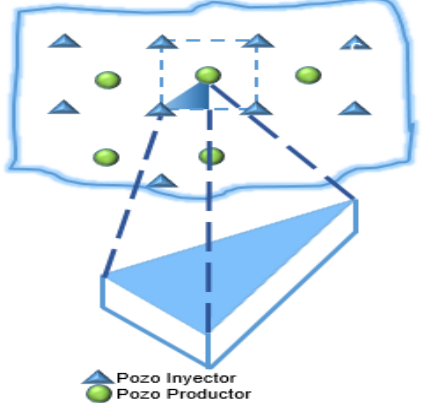
Figura 9. Desplazamiento de petróleo por agua inyectada

Fuente: Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

Existen 2 tipos de inyección de agua de acuerdo con la ubicación de los pozos productores e inyectores, en la tabla 1 se resaltan las principales características de las configuraciones de inyección de agua existentes.

Tabla 1

Tipos de Inyección de agua

Inyección Periférica o Externa	Inyección en Arreglos o Dispersa
<p>Se inyecta agua por fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento.</p> <p>Se conoce también como inyección tradicional</p>	<p>Se inyecta agua dentro de la zona de petróleo, el agua invade y desplaza los fluidos hacia los pozos productores.</p>
	
<p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se utilizan pocos pozos 	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas.

Inyección Periférica o Externa	Inyección en Arreglos o Dispersa
<ul style="list-style-type: none"> • Se pueden usar pozos productores viejos como inyectores, no requiere la perforación de pozos adicionales. • No se requiere descripción detallada del yacimiento. • Recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rápida respuesta del yacimiento, en presiones. • Elevadas eficiencias de barrido areal. • Se puede controlar el frente de invasión.
<p style="text-align: center;">Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Una porción del agua inyectada no se aprovecha. • No se puede hacer un seguimiento detallado del frente de invasión. • En algunos casos no tiene la capacidad de mantener la presión en la parte central del yacimiento. • Puede fallar sino se conecta bien la periferia y el centro del yacimiento. • Recuperación de la inversión a largo plazo. 	<p style="text-align: center;">Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa, debido al alto número de pozos inyectores. • Es más riesgosa. • Exige un mayor seguimiento y control.

Fuente: Adaptado de (Paris de Ferrer M. , 2001)

El campo La Cira Infantas está bajo un proceso de inyección de agua en arreglos de 5, 6 o 7 puntos invertidos, esto quiere decir que, el pozo inyector está en el centro del arreglo. (Magdalena Paris de Ferrer).

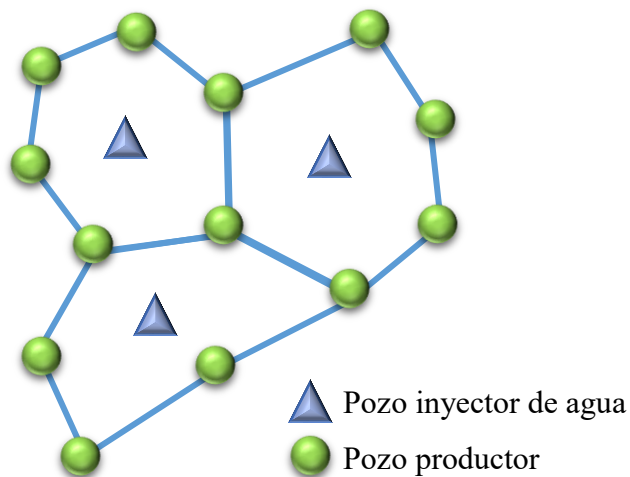


Figura 10. Esquema de patronamiento en La Cira Infantas

2.3 Factor De Recobro

El recobro de hidrocarburos en un yacimiento es factor de muchas variables. Manejar la presión o características del yacimiento, como temperatura y viscosidad del crudo, es uno de los mayores retos en la industria del petróleo.

El factor de recobro, que es el porcentaje del crudo original que se puede recuperar de un yacimiento, resulta fundamental en el proceso de producción de petróleo. Ver **Ecuación 1**.

Ecuación 1

$$\text{Factor de recobro} = \frac{\text{Aceite recuperado}}{\text{Aceite original en sitio}}$$

En el ámbito mundial el promedio de este factor está entre el 40% y 60%; y en Colombia en industrias como Ecopetrol la mayor parte de los campos están en el rango de 23% y 29%. Esto indica el desaprovechamiento de un gran porcentaje del crudo existente en los yacimientos. (Espinosa & Torres, 2015).

2.4 Variables e indicador de evaluación de proyectos

Los indicadores de evaluación de proyectos ayudan a determinar si es conveniente o no la ejecución de un proyecto y permiten jerarquizar los proyectos de una cartera de inversión. A través de los indicadores se pueden optimizar decisiones relevantes para el proyecto, como ubicación, momento óptimo de ejecución, entre otras (Bargsted & Kettlun, s.f). Sea cual sea el indicador de análisis financiero empleado, debe conducir a tomar la misma decisión que otro indicador hubiera generado como resultado.

2.4.1 Valor Presente Neto.

Según (Muñoz Serna, 2014), el Valor Presente Neto o VPN es utilizado para tomar decisiones sobre la rentabilidad de un proyecto, para lo cual es necesario compararlo con el costo

de oportunidad de los recursos invertidos en él. En otras palabras, el Valor Presente Neto permite analizar la factibilidad de un proyecto de inversión. Este es el indicador financiero empleado en el análisis económico del proyecto a ejecutar.

El Valor Presente Neto está representado por el valor presente de los ingresos menos el valor presente de los egresos, evaluados a una tasa de interés de oportunidad en el caso del inversionista, o con el costo de capital promedio ponderado en el caso de la empresa. (Muñoz Serna, 2014) Ver **Ecuación 2**.

Ecuación 2

$$VPN = VP(Ingresos) - VP(Egresos)$$

Y el resultado puede generar 3 escenarios:

- **VPN > 0**, indica que los dineros invertidos en el proyecto rentan a una tasa superior a la tasa de interés de oportunidad; por tanto, el proyecto es factible y debería aceptarse. (Muñoz Serna, 2014).
- **VPN < 0**, indica que el valor presente de los egresos es superior al valor presente de los ingresos, es decir, que los dineros invertidos en el proyecto rentan a una tasa inferior a la tasa de interés de oportunidad; por tanto, no es factible el proyecto y debería rechazarse. (Muñoz Serna, 2014).

- **VPN = 0**, indica que los dineros invertidos en el proyecto están rentando exactamente a la misma tasa de interés de oportunidad del inversionista o de la empresa, por lo que no se obtienen beneficios adicionales en el proyecto, y por tanto, es indiferente si se acepta o se rechaza. (Muñoz Serna, 2014).

2.4.2 Tasa de Descuento.

La tasa de descuento de los flujos de fondos o flujo de caja de un proyecto de acuerdo a (Herrera García, 2013):

“mide el coste de oportunidad de los fondos y recursos que se utilizan en el mismo. Los fondos se obtienen básicamente del mercado de capitales, sea por emisión de acciones o uso de fondos propios o mediante toma de deuda para financiar parte del proyecto. En los estudios de un proyecto de inversión interesa medir el efecto que el proyecto genera sobre quienes ofrecen fondos —cuya rentabilidad esperada es el dato relevante—. Esta tasa de descuento representa la preferencia en el tiempo y la rentabilidad esperada de los inversionistas. Es decir, la tasa de descuento es un elemento fundamental en la evaluación de proyectos, pues proporciona la pauta de comparación contra la cual el proyecto se mide.

La tasa de descuento es a la vez el coste de los fondos invertidos (coste de capital), sea por el accionista o por el financista, y la retribución exigida al proyecto. De manera operativa, se la requiere para calcular el valor actual neto, así como para el análisis del tratamiento del riesgo. Al ser una retribución por los recursos invertidos, la tasa de

descuento mide el coste de oportunidad de dichos fondos, es decir, cuánto deja de ganar el inversionista por colocar sus recursos en un proyecto. Esto tiene una consecuencia importante para el análisis porque cada inversionista tiene una tasa de interés o coste de capital específica, a la cual descontará los flujos relevantes. En ese sentido, el cálculo de una tasa determinada para descontar los flujos de fondos del proyecto tiene que tener en cuenta: el flujo al que se va descontar, en relación a lo que representa² ; el flujo que se va descontar, en relación a qué información contiene³ ; y el costo relevante para cada decisor del proyecto”.

2.4.3 Tasa interna de retorno.

La tasa interna de retorno, de acuerdo a (Rodriguez Figueroa, 2017), es:

“la tasa de rentabilidad de un flujo de caja de inversión o el costo de la deuda de un flujo de caja de financiación. La TIR es periódica vencida. Cuando el VPN es igual a cero, el valor presente de los flujos de caja positivos es igual al valor presente de los flujos de caja negativos descontados a una tasa $i\%$, la cual se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR), en otras palabras, la TIR es la tasa de interés que hace el VPN igual a cero. En cuanto al valor, la TIR puede ser real o imaginaria. Dentro de los valores reales, estos pueden ser negativos, cero o positivos. En cuanto a la cantidad, existen tantas TIR como número de períodos tenga el proyecto. La TIR tiene varias interpretaciones. Todas ellas son formas de ver la misma TIR desde diferentes perspectivas, la más sencilla y más

² Es decir, si se trata para todo el proyecto o para el inversionista o para aquellos que lo financiaron.

³ Puede tratarse de un flujo ajustado por riesgo o un flujo expresado en moneda constante o corriente (en este caso requiere una tasa que refleje el costo ponderado de las diferentes fuentes de fondos, y que incluya la inflación)

conocida indica que la TIR es la tasa de interés que hace el valor presente neto igual a cero.”

2.4.4 Flujo de caja.

Un proyecto es viable financieramente si cumple dos requisitos: genera utilidades y genera flujo de caja libre.

El flujo de caja libre (FCL) es el valor que queda una vez cubierta la reposición de capital de trabajo necesaria para atender los requerimientos operaciones y de activos fijos disminuidos por obsolescencia. El FCL se emplea para cubrir el servicio de la deuda y dejar un remanente a disposición de los propietarios. (Ramírez & Cajigas Romero, 2004).

La siguiente es una explicación de los componentes de FCL:

Tabla 2.

Componentes de flujo de caja libre

Rubro	Cáculo y explicación
(Inicio) Utilidad neta	Se toma la utilidad o pérdida neta del Estado de Resultados.
(más) Depreciaciones y amortizaciones de gastos diferidos	Se suman estos rubros que no constituyen salidas efectivas de dinero (las depreciaciones) o son dineros pagados por

Rubro	Cáculo y explicación
	anticipado (los gastos diferidos) para determinar el verdadero disponible monetario.
(más) Intereses	Se adicionan los intereses para establecer cuánto dinero se presupuesta tener en el proyecto antes de provisionar el pago de intereses, los cuales se descontaron antes en el Estado de Resultados para poder calcular el monto del impuesto a la renta.
(Resultado) Flujo de Caja Bruto (FC)	Es la masa monetaria que circuló en la empresa para reponer el capital de trabajo y activos fijos, los cuales una vez deducidos dejan el flujo de caja libre, con el cual se pagan las obligaciones financieras (intereses y abonos a capital), quedando finalmente dinero disponible para los socios.
(Menos) Aumento del capital de trabajo neto operativo (KTNO)	Como se conceptuó al explicar la inversión en capital de trabajo, el KTNO surge de sumar las cuentas por cobrar con los inventarios y restarle las cuentas por pagar, resultado que se resta al flujo de caja bruto

Rubro	Cáculo y explicación
	para apropiar los recursos adecuados a las necesidades operacionales diarias de una empresa.
(Menos) Aumento de los activos fijos por reposición	Se resta la provisión contable o salida efectiva de dinero, necesaria para reponer los activos fijos de la empresa, equivalentes a la depreciación antes sumada, pues este valor no puede comprender egresos ocasionados en adquisición de activos dirigidos a mejorar capacidad instalada, pues podría conducir a obtener un FCL negativo que dañaría la verdadera percepción de valor de una organización. Las reposiciones de activos generalmente implican salidas de dinero superiores a las provisionadas como depreciación, porque los activos cambian de precio a través del tiempo por ser mejores o simplemente por la inflación.
(Resultado) Flujo de caja Libre (FCL)	Es el resultado buscado, el cual indica junto a la utilidad la capacidad generadora de riqueza de un proyecto para atraer o no

Rubro	Cáculo y explicación
	a los inversores. Parte del valor de FCL se emplea para cubrir el servicio de la deuda (interés y capital) y el resto queda a disposición de los dueños.

Fuente: (Ramírez & Cajigas Romero, 2004)

2.4.5 Plazo de recuperación.

El Payback o Plazo de Recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones (Velayos, Sf). Mediante el payback se sabe el número de periodos (años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no (Velayos, Sf). Si los flujos de caja son iguales todos los años, el plazo de recuperación se calcularía con la

Ecuación 3.

Ecuación 3

$$\textit{Plazo de recuperación} = \frac{I_0}{F}$$

Donde:

- I_0 es la inversión inicial del proyecto.
- F es el valor de los flujos de caja.

Si por el contrario, los flujos de caja no son iguales, habrá que ir restando a la inversión inicial los flujos de caja de cada periodo, hasta que se llegue al periodo en que se recupera la inversión (Velayos, Sf). Entonces se aplica la **Ecuación 4**:

Ecuación 4

$$\textit{Plazo de recuperación: } a + \left(\frac{I_0 - b}{Ft} \right)$$

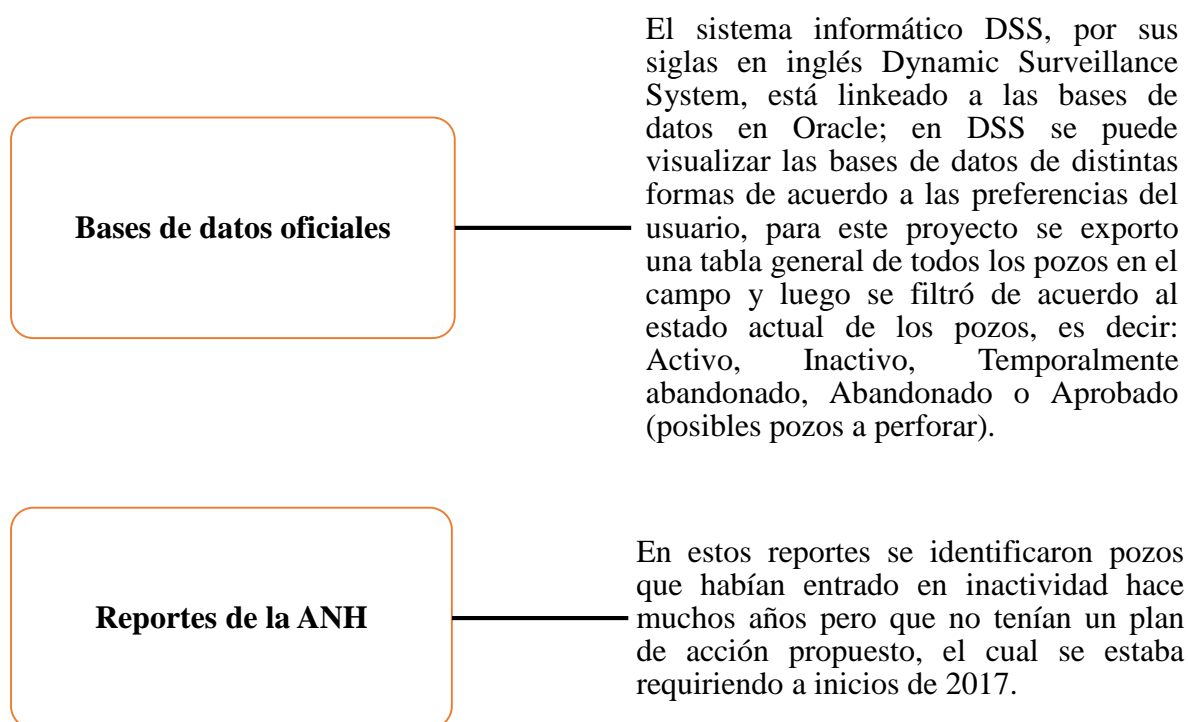
Donde:

- a es el número del periodo inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial.
- I_0 es la inversión inicial del proyecto.
- b es la suma de los flujos hasta el final del periodo “a”.
- Ft es el valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

3. Evaluación Técnico-Económica

3.1 Consolidación de Información

La recopilación y consolidación de la información de todos los pozos inactivos en el campo La Cira Infantas fue esencial para la ejecución del proyecto, ya que no se contaba con una base de datos oficial para los pozos que están en inactividad. Esta consolidación fue la base para la identificación de los pozos que a febrero de 2017 se encontraban en inactividad y además permitió el desarrollo de una herramienta de visualización que en el capítulo 4 se explicará. Para la consolidación se emplearon las siguientes fuentes:



Otros listados

En esta categoría se identificaron pozos que estaban apagados desde 2014 pero la mayoría de ellos no tenía el estado actualizado, puesto que eran pozos que habían sido apagados recientemente.

El total de pozos inactivos identificados fue de 398 pozos, una vez hecha esta consolidación se procedió a clasificar y a seleccionar los pozos candidatos de acuerdo a los parámetros definidos. En el mapa de la **Figura 11** se visualizan los 398 pozos inactivos a febrero de 2017 en el campo La Cira Infantas.

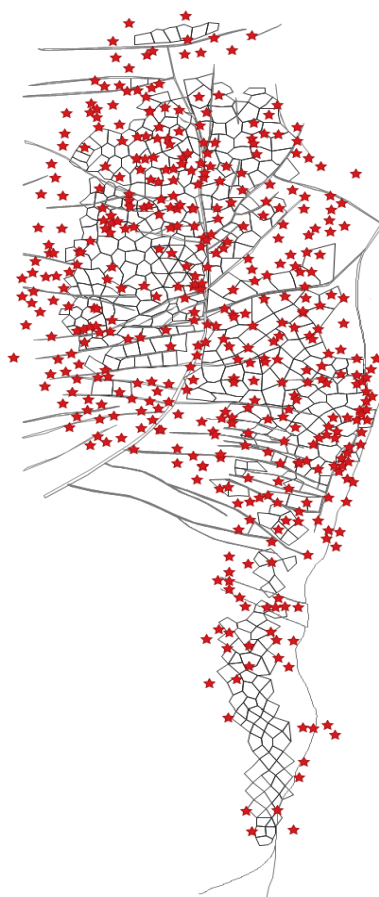


Figura 11. Pozos Inactivos a febrero de 2017

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: TIBCO Spotfire Archivo: Análisis de pozos inactivos.

3.2 Clasificación y Selección de Pozos

3.2.1 Tipo de pozo.

Una vez identificados los 398 pozos inactivos se procedió a clasificarlos de acuerdo al tipo de pozo, productor de aceite o inyector de agua. La mayoría de los pozos inyectores inactivos identificados ya habían sido reemplazados, por ende, el portafolio de pozos inyectores para reactivación, era reducido y no representaba un alto potencial.

3.2.2 Arena completada.

Luego, se seleccionaron los pozos productores inactivos con **desarrollo en la unidad C**, donde actualmente se lleva a cabo el proceso de inyección. En el primer capítulo ya se describió la geología del campo, se mencionaron y detallaron las formaciones contactadas, las cuales a nivel corporativo se nombran como A, B, C y D. En la **Tabla 3** se puede apreciar la analogía.

Tabla 3

Nombre corporativo asignado para las distintas formaciones

Formación	Unidad	Espesor
Colorado	A	800 pies
	B	1200 pies
Mugrosa	C	600 pies
	D	500 pies

3.2.3 Soporte de inyección de agua.

Posteriormente, teniendo en cuenta que se buscaban oportunidades inmediatas a reactivación, y que el campo está bajo un proceso de producción secundaria, se priorizaron los pozos que tenían **soporte de inyección**, para un total de 107 pozos seleccionados, los que se observan en la **Figura 12**.

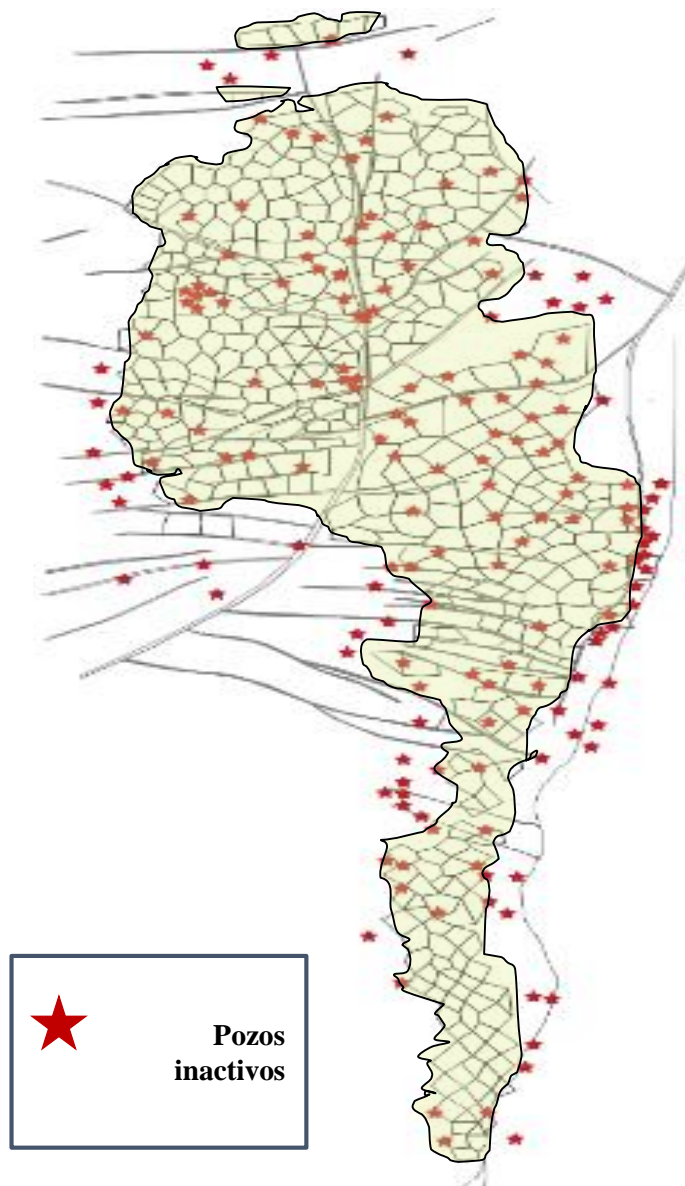


Figura 12. Pozos inactivos bajo recuperación secundaria

Fuente: Occidental de Colombia. Programa: TIBCO Spotfire. Adaptado de Análisis de pozos inactivos.

3.2.4 Producción promedio y posición estratégica.

Finalmente se seleccionaron 44 pozos candidatos con base en la **producción diaria** de aceite de la zona en la que están ubicados, en una posición estratégica, es decir que fuera un punto de extracción de un patrón y que no tuviera un pozo de reemplazo. En la **Figura 13** se observan los 44 pozos candidatos del proyecto. En la **Figura 14** se resumen los criterios aplicados para la selección de los pozos candidatos.

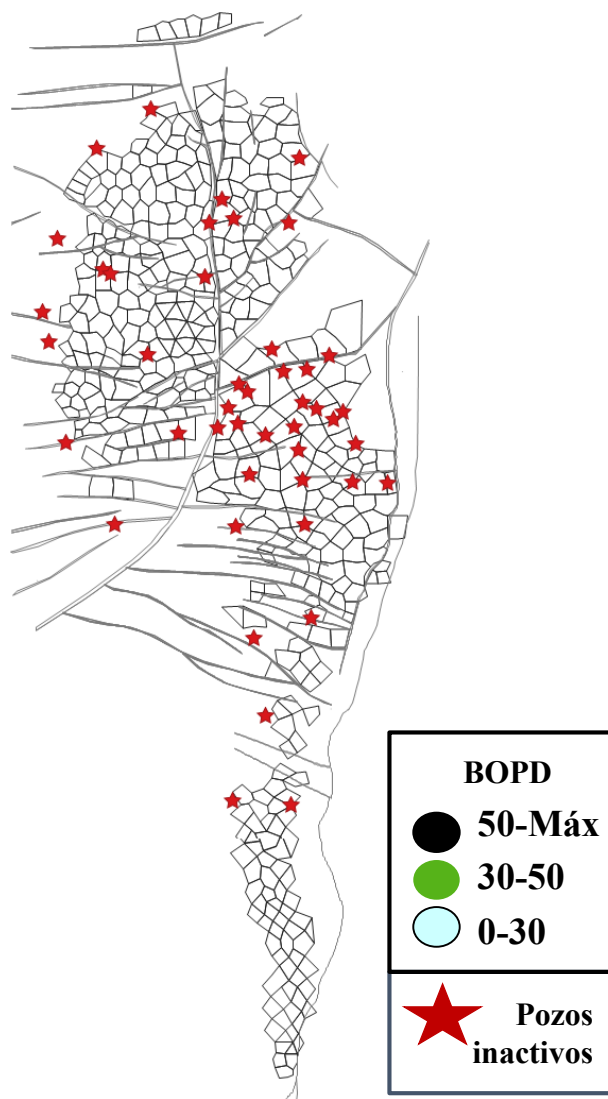


Figura 13. Pozos inactivos candidatos para la evaluación de trabajos

Fuente: Adaptado de Occidental de Colombia. Programa: TIBCO Spotfire Archivo: "Análisis de producción".

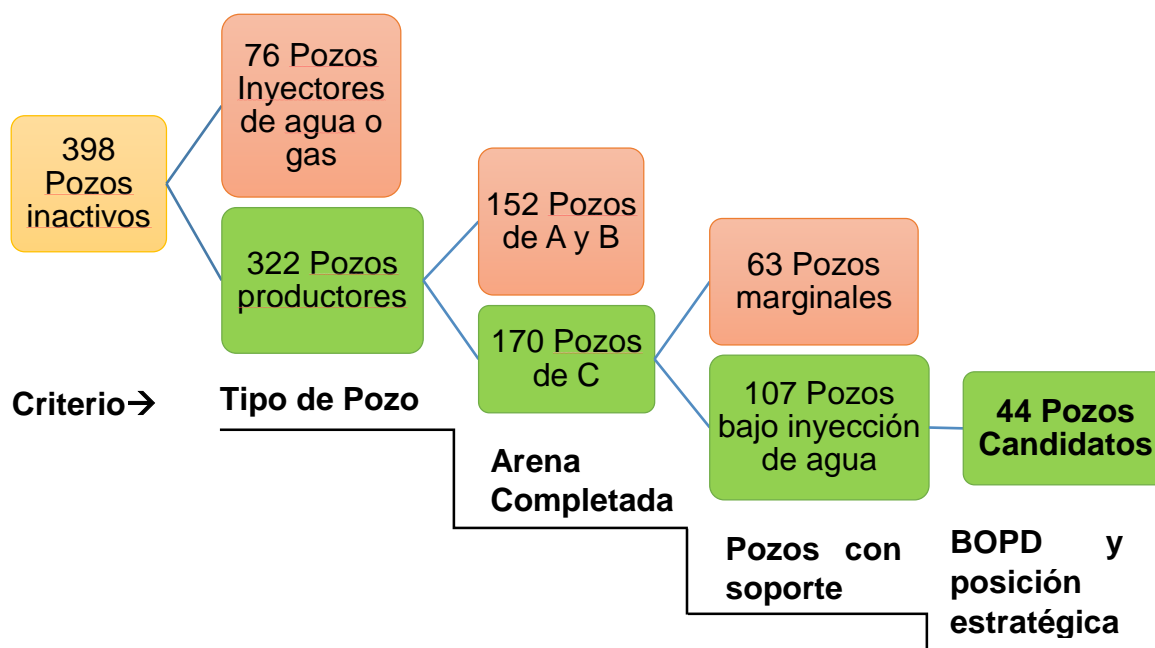


Figura 14. Selección de pozos candidatos

3.3 Análisis de Pozos Candidatos

El análisis estuvo compuesto de 5 componentes principales que abarca desde yacimientos hasta el tema de superficie, haciendo de este un proyecto interdisciplinario con la capacidad de generar una respuesta integral a cada uno de los 44 pozos candidatos. A continuación, se presentan los 5 tópicos analizados:

3.3.1 Proceso de recobro secundario- Inyección de agua.

Este análisis pretendía identificar las conexiones existentes entre los pozos candidatos a reactivación y los pozos inyectores de agua, antes y después del apagado. Para esto se revisaron las condiciones del pozo al momento del cierre y las condiciones actuales. Las situaciones encontradas se clasificaron en 3 categorías:

- **Pozos sin soporte:** Pozos que al momento del cierre no tenían soporte de inyección de agua, ya sea porque no tenía un pozo inyector cerca que lo influyera o porque al momento del cierre del productor, el pozo inyector estaba fallado. La principal variable analizada fue la tasa de producción total de fluidos, que indica la presencia o ausencia de soporte, que a la vez se refleja en la presión de los pozos productores.

Es de resaltar que la mayoría de los pozos que presentaban este problema al momento del cierre, ya no lo presentan puesto que ya tienen un pozo inyector activo que se perforó después del cierre del pozo candidato, además se ratificó la mejora de esta condición con un análisis de los sectores en cuestión, donde se identificó que la presión había mejorado.

Aparte de la revisión de la producción del pozo candidato, se analizó el comportamiento de inyección del pozo inyector en los casos en que este existiera, verificando así si el pozo inyector presentaba problemas de baja inyektividad, este problema se manifestaba cuando los pozos inyector no tenían la capacidad de inyectar todo el volumen de agua calculado, aún cuando no tenían restricciones y se dejaban sin regulación, esto es causado principalmente por algún daño en la cara del pozo.

En la **Figura 15** se aprecia el comportamiento de la producción de fluidos para un patrón sin soporte de inyección, en la **Figura 16** se observa el mismo patrón con un cambio en el comportamiento de la curva de producción ya que se pone en línea un pozo inyector. Ese contraste ocurre cuando un pozo inyector presenta problemas mecánicos que disminuyen la

inyectividad, pero que se superan con el abandono de los mismos y con la perforación de un nuevo pozo inyector.

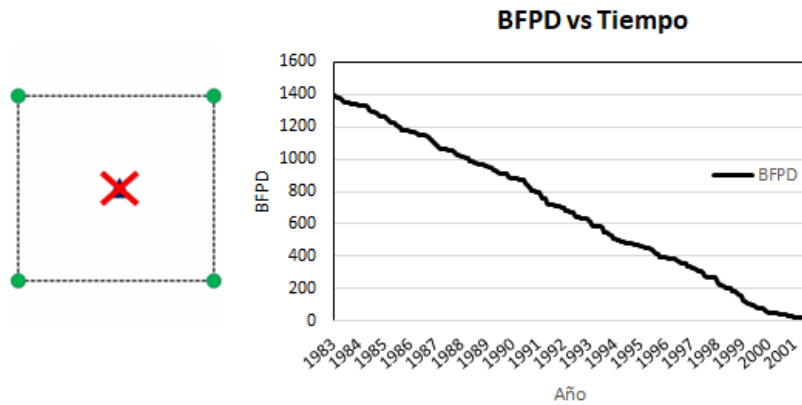


Figura 15. Arreglo de pozos sin pozo

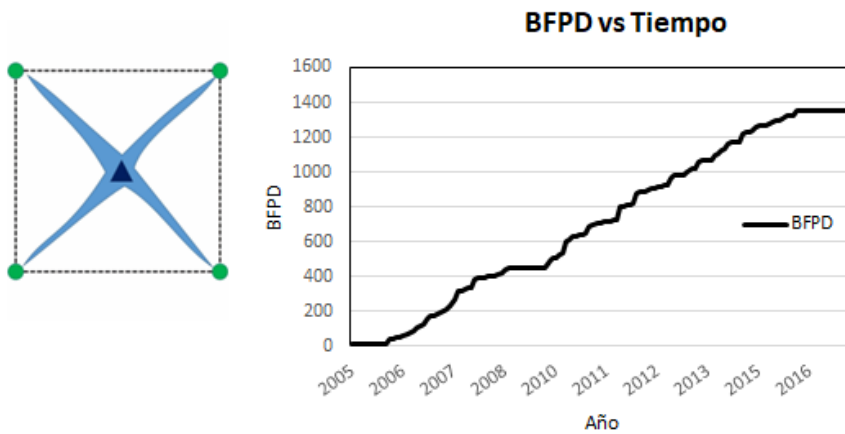


Figura 16. Arreglo de pozos con inyector activo

- **Pozos inyectores con baja eficiencia vertical:** La eficiencia vertical hace referencia a la relación del espesor acumulativo de las secciones verticales de la zona productiva que entran en

contacto con el fluido de inyección con respecto al espesor vertical total de la zona productiva. (Schlumberger, S.f).

La baja eficiencia vertical se identificó a través de perfiles de inyección obtenidos de la interpretación de registros de trazadores de yodo que se toman continuamente en los pozos inyectoros del campo La Cira Infantas. En promedio, se toman 3 registros por pozo, lo que permitió tener material de análisis suficiente para este proyecto. Este problema se presenta cuando el espesor neto de la zona productiva contactado por el fluido de inyección es mucho menor al espesor neto total de la zona productiva, y se da principalmente por la permeabilidad heterogénea que presenta el yacimiento, cuando hay baja eficiencia vertical el agua de inyección es tomada de manera preferencial por una de las distintas arenas contactadas, generando un perfil de inyección irregular como el que se observa en la **Figura 17**, el problema no subyace en la irregularidad del frente, sino en que esa irregularidad traiga tendencias muy marcadas que favorecen solo unos pies de toda el área contactada. Una baja eficiencia vertical puede generar un alto corte de agua en los pozos productores del sector.

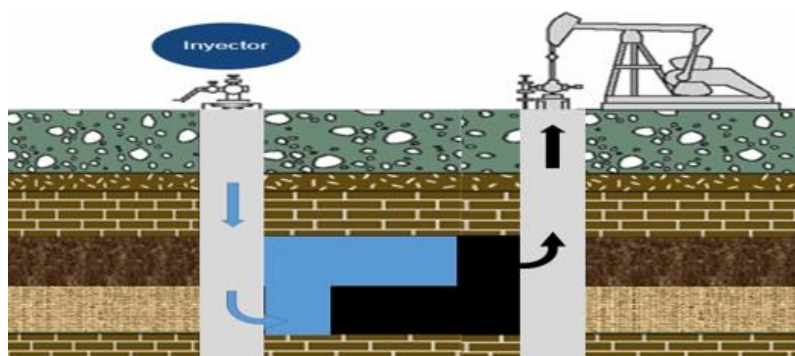


Figura 17. Esquema de un perfil de inyección inadecuado

Fuente: Adaptado de Occidental de Colombia, Programa: Power Point, Archivo:

- **Patrón con baja eficiencia areal:** La eficiencia del barrido areal, E_a , se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Ver **Ecuación 5**:

Ecuación 5

$$E_a = \frac{\text{Área horizontal invadida}}{\text{Área horizontal invadible}}$$

La eficiencia del barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza, y por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad, otros) y las propiedades del sistema roca fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, otros), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos (Da Silva, 2010).

De esta manera, la baja eficiencia areal en los patrones se ve reflejada en el desbalance de las tasas de fluido producidas en los pozos productores afectados, como se observa en la **Figura 18**, en el cual se ve como se ha canalizado el agua hacia el pozo de la esquina superior izquierda por esa baja eficiencia areal.

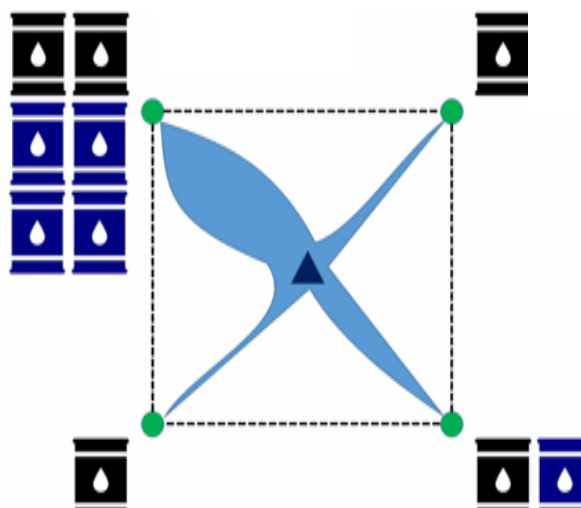


Figura 18. Esquema de arreglo con baja eficiencia areal

A continuación, se presenta el ejemplo del análisis del **Pozo 8** referente al proceso de recobro secundario:

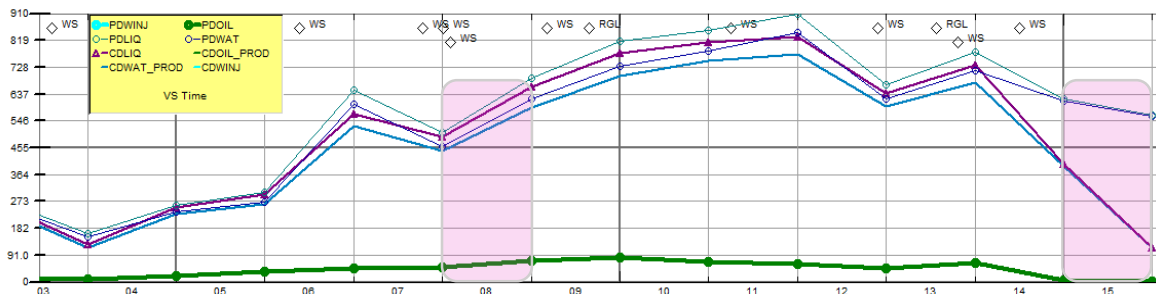


Figura 19. Curva de producción histórica del Pozo 8

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Dynamic Surveillance System, Workbook: “Cumulative analysis”.

En el 2008 se ve el mayor incremento en volumen de fluidos, y a su vez se aumenta la tasa de aceite, esto coincide con la puesta en línea de los inyectores USCO 1 y USCO 2 que entraron en 2008 y 2009. Para el 2015 el pozo se viene 100% agua. En los perfiles de inyección que aparecen en la **Figura 20** se observa que los pozos USCO 1 y USCO 2 son preferenciales por una arena en el mismo año.

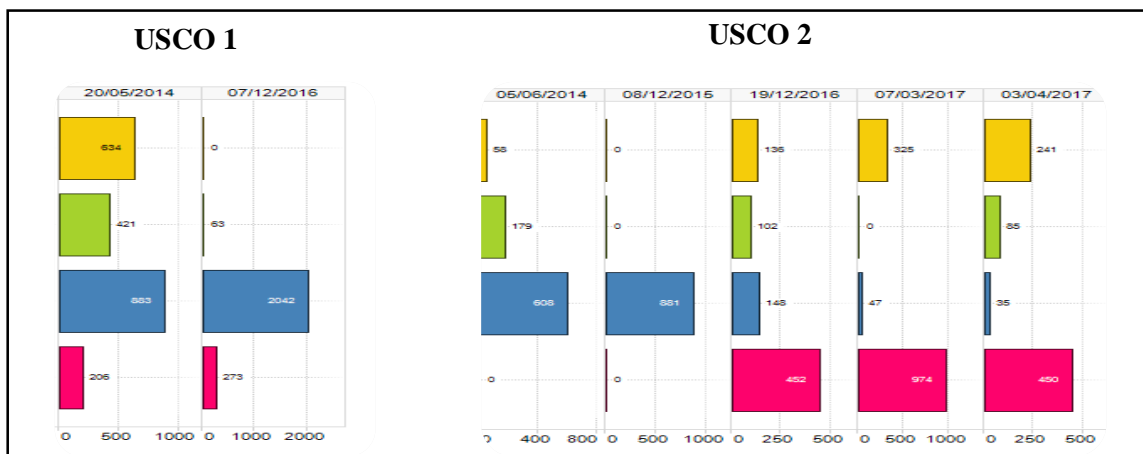


Figura 20. Perfiles de inyección de los pozos USCO 1 y USCO 2

Fuente: Occidental de Colombia, Perfiles de Inyección, Programa:TIBCO Spotfire

Por lo antes mencionado, se procede a analizar una gráfica de influencia, donde se observa el comportamiento de producción del Pozo 8 y de inyección de los pozos USCO 1 y USCO 2. En el análisis se observó que el pozo USCO 2 presenta buena correlación con el pozo productor en cuestión, en la **Figura 21** se ve la interpretación realizada para el pozo USCO 2.

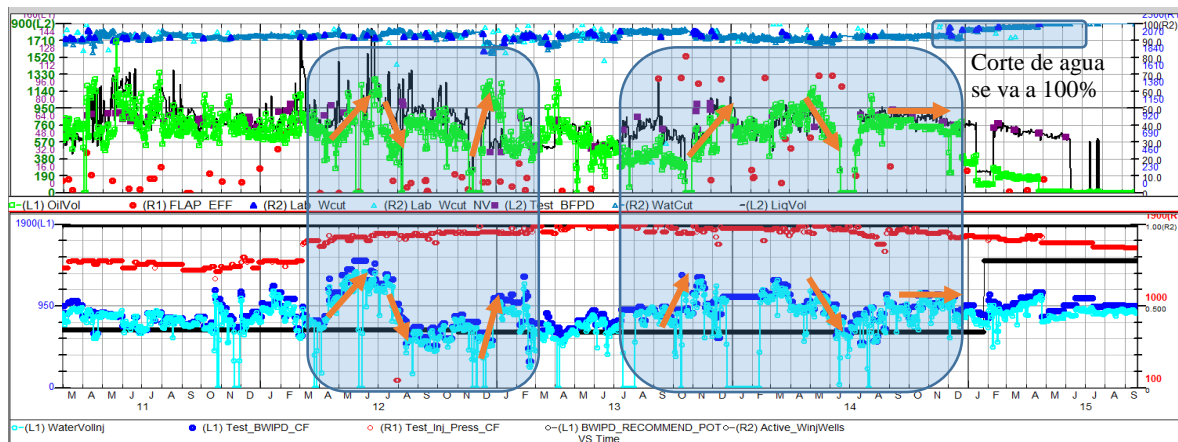


Figura 21. Gráfica de influencia entre el Pozo 8 y USCO 2

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Dynamic Surveillance System, Archivo: Workbook “Influencias”

Se ve buena correlación entre el inyector USCO 2 y el pozo candidato, en el 2014 y 2015 fueron los años en que se vio la caída en el volumen de fluidos, periodos en los cuales la inyección no era buena y en el 2015 la inyección era totalmente preferencial coincidiendo con el aumento en el corte de agua. A los dos inyectores se les hizo servicio este año, al pozo USCO 1 aún no se le ha tomado perfil y el pozo USCO 2 aunque no presenta un perfil óptimo ha mejorado considerablemente. Bajo estas condiciones se considera que el problema de baja eficiencia vertical se ha superado.

El 64% de los pozos a mayo de 2017 ya había superado la condición o tenía una solución parcial al problema que presentaba al momento de apagado, a cada uno de los pozos se les hizo

una recomendación que permitiera mejorar la condición al momento del cierre o una condición actual desfavorable en tema de inyección de agua, en la **Tabla 4** se presenta el diagnostico general de la condición al momento del cierre y el estado del mismo.

Tabla 4.

Resumen de análisis de recobro secundario a los 44 pozos candidatos

Nombre del pozo	Diagnóstico	Estado del problema
Pozo 1	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 2	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar
Pozo 3	Baja eficiencia vertical	Parcial
Pozo 4	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar
Pozo 5	Sin soporte	Solucionado
Pozo 6	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 7	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 8	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 9	Baja eficiencia vertical	Parcial
Pozo 10	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 11	Sin soporte	Solucionado
Pozo 12	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 13	Sin soporte	Solucionado
Pozo 14	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 15	Sin soporte	Parcial
Pozo 16	Sin soporte	Sin solucionar

Nombre del pozo	Diagnóstico	Estado del problema
Pozo 17	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 18	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar
Pozo 19	Baja eficiencia vertical	Parcial
Pozo 20	Sin soporte	Parcial
Pozo 21	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 22	Sin soporte	Parcial
Pozo 23	Baja eficiencia vertical	Parcial
Pozo 24	Baja eficiencia areal	Sin solucionar
Pozo 25	Baja eficiencia vertical	Parcial
Pozo 26	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 27	Sin soporte	Sin solucionar
Pozo 28	Sin soporte	Solucionado
Pozo 29	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar
Pozo 30	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar
Pozo 31	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar
Pozo 32	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar
Pozo 33	Sin soporte	Parcial
Pozo 34	Baja eficiencia vertical	Parcial
Pozo 35	Sin soporte	Parcial
Pozo 36	Sin soporte	Solucionado
Pozo 37	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar

Nombre del pozo	Diagnóstico	Estado del problema
Pozo 38	Sin soporte	Sin solucionar
Pozo 39	Sin soporte	Sin solucionar
Pozo 40	Sin soporte	Solucionado
Pozo 41	Baja eficiencia areal	Sin solucionar
Pozo 42	Baja eficiencia vertical	Solucionado
Pozo 43	Baja eficiencia vertical	Sin solucionar
Pozo 44	Sin soporte	Sin solucionar

A continuación, se presenta un resumen de las diferentes alternativas aplicadas para solucionar los problemas detectados en el proceso de inyección.

Tabla 5

Resumen de Problemas en el proceso de recobro secundario y alternativas de solución

Problema	Posible solución
Pozos sin soporte	<ul style="list-style-type: none"> • Un nuevo pozo inyector ha sido perforado en una posición que permite que el agua inyectada favorezca al pozo que no tenía soporte en el proceso de recuperación de petróleo.

Problema	Posible solución
	<ul style="list-style-type: none"> • Servicio al inyector que había fallado, que en este escenario sería un servicio correctivo para reparar los daños..
Baja eficiencia vertical	<ul style="list-style-type: none"> • Servicio al inyector que había fallado, que puede ser un cambio en la configuración de la sarta, una limpieza por arenamiento, entre otras. • Cambio de válvulas en la sarta selectiva.
Baja eficiencia areal	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de aislamiento en el pozo productor, que se realiza empleando las curvas de producción e inyección, registros eléctricos y analogías a otros pozos del sector.

3.3.2 Estado mecánico del pozo.

La revisión de la información reportada en las diferentes intervenciones a los pozos y de los esquemas de la configuración mecánica de los pozos, permitió identificar si el pozo había presentado colapsos o daños en el revestimiento y la frecuencia de requerimientos de limpieza por arena en los pozos productores, logrando reconocer los pozos críticos en el tema de arenamiento que debían ser tratados previamente a la reactivación. En la **Figura 22** se esquematiza el estado mecánico de un pozo que presenta arenamiento.

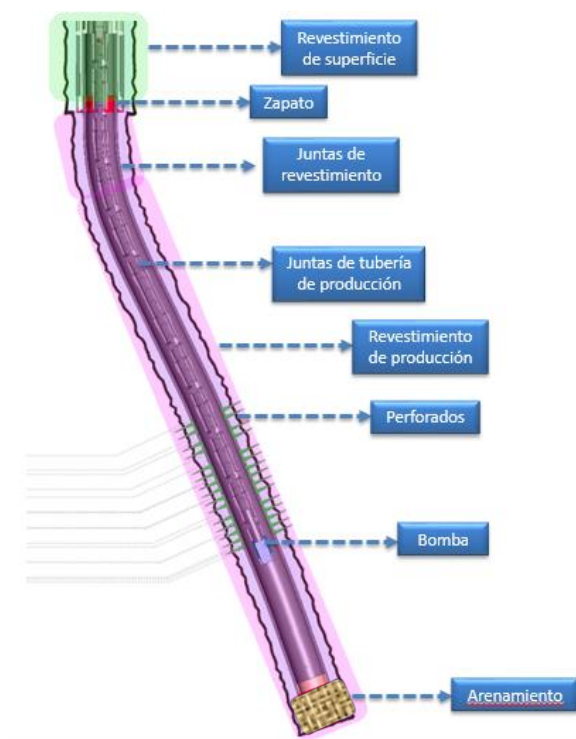


Figura 22. Pozo con tope de arena en fondo

Fuente: Adaptado de Occidental de Colombia, Programa: Power Point, Archivo: Estado Mecánico.

3.3.3 Oportunidades de cañoneo y/o aislamiento.

La identificación de oportunidades de cañonear arenas que no se habían abierto en el pozo pero que tenían potencial de producción de aceite se logró a través del análisis de registros de los pozos candidatos y de pozos análogos, es decir, pozos que presentaban un desarrollo similar de arenas y un buen desempeño de producción de aceite. Los registros que mayor influencia tuvieron en el análisis fue el gamma ray, potencial espontaneo, y el registro de resistividad.

- **Registro de potencial espontaneo (SP):** Se utiliza para detectar las capas permeables y estimar la salinidad del agua de formación y el contenido de arcilla de la formación.

(Schlumberger, S.f). La deflexión hacia la izquierda de este registro da indicios de presencia de intervalos de arena en la formación.

- **Registro Gamma Ray:** El gamma ray mide en unidades API la radioactividad de las formaciones mediante ondas electromagnéticas emitidas por la desintegración de elementos radioactivos. Los elementos comúnmente implicados en la radioactividad de las formaciones son potasio 40 (K40), Uranio (U), etc. los cuales reaccionan con las ondas electromagnéticas produciendo altos valores de gamma ray en la curva, mientras mayores sean los valores se puede decir que la formación presenta isótopos radioactivos por lo que indica presencia de una zona arcillosa (Barrera Montaña & James Villamizar, 2016).
- **Registro de resistividad:** Es fundamental en la evaluación de formaciones porque los hidrocarburos no conducen la electricidad, en tanto que todas las aguas de formación sí lo hacen. Por consiguiente, existe una gran diferencia entre la resistividad de las rocas rellenas con hidrocarburos y las rellenas con agua de formación. (Schlumberger, S.f).

En este análisis también se tuvo en cuenta que los intervalos seleccionados tuvieran buenas propiedades petrofísicas para asegurar una productividad significativa.

Como se mencionó al principio, también se pretendía identificar pozos con requerimiento de aislamiento de algún intervalo, esta identificación se realizó en conjunto con el análisis de producción – inyección, identificando de esta manera las influencias entre pozos, los intervalos con mayores saturaciones de agua, que a su vez eran los más maduros y los que presentaban menos aceite remanente, la madurez se presenta como la relación entre los barriles de agua inyectada y los hidrocarburos por unidad de volumen. El grado de madurez indica si una zona ha sido completamente barrida y de ser así el agua inyectada se estaría recirculando por esa unidad.

En la **Figura 23** se presenta un esquema de un registro de un pozo con los intervalos identificados a cañonear, estos intervalos no habían sido abiertos porque en interpretaciones anteriores se consideraban como acuíferos, pero estudios recientes en el campo permiten concluir que son intervalos con potencial para producción de aceite.

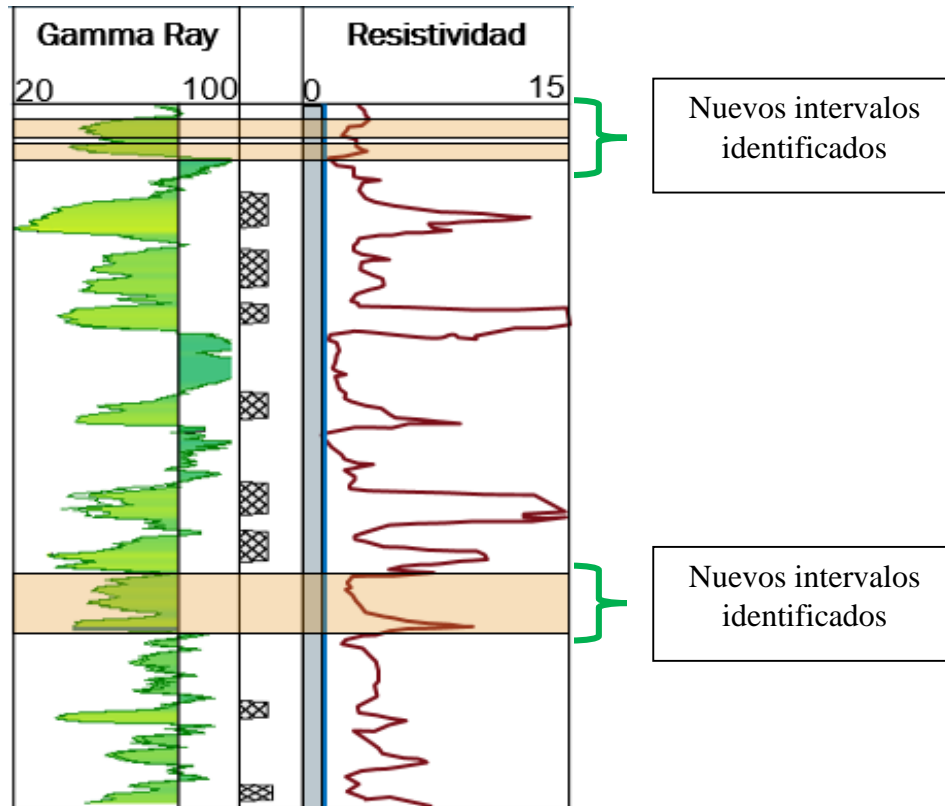


Figura 23. Esquema de interpretación de registros

Fuente: Adaptado de Occidental de Colombia, Programa: GeoGraphix, Archivo: Registros de Pozos

3.3.4 Infraestructura disponible.

Se realizó un inventario de las principales facilidades necesarias para la reactivación de pozos, de la mano de personal en campo. Los 4 ítems verificados fueron:

- **Línea de producción:** Lleva el fluido producido desde la cabeza de pozo hasta el colector múltiple (**Figura 25**), el cual es usado para recolectar la producción de distintos pozos. La línea de producción (**Figura 24**), es el componente más importante de los 4 revisados, ya que el tendido de nuevas líneas trae consigo implicaciones económicas, sociales y ambientales que de presentar un escenario desfavorable puede bloquear cualquier opción de reactivación de un pozo.



Figura 24 Líneas de producción

Fuente: Fernández, A. (2016). Elementos para la conducción de fluidos producidos. [Figura]. Recuperado de <http://oilproduction.net/produccion/procesos-de-produccion/facilidades2/item/1899-elementos-para-la-conduccion-de-fluidos-producidos>.



Figura 25 Colector múltiple

Fuente: [Fotografía de Daniela Mañozca]. (La Cira Infantas. 2017)

El ámbito socio ambiental está restringido por la resolución 1610 de 2016, (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 2016) considera como áreas de exclusión los drenajes principales, drenajes sencillos, manantiales y jagüeyes⁴ con rondas de protección de 100m, 30 m, 100m y 100 m respectivamente; y la infraestructura social tiene una ronda de protección de 100m, sin embargo, esta zona de afectación puede ser intervenida bajo las siguientes condiciones:

- Se presenta autorización especial por parte de la entidad competente que puede ser la Agencia Nacional de hidrocarburos y/o Ministerio de Minas,
- Se realiza una reubicación temporal a hogares ubicados en la zona de afectación (el radio de afectación se debe medir desde el borde de la locación),
- Se presenta para revisión y aprobación el análisis de riesgos por cada uno de los nuevos proyectos (perforación de pozos de desarrollo) donde se tenga en cuenta el análisis de posibles eventos exógenos y endógenos, análisis de elementos vulnerables que se encuentre en el área de afectación, entre otros.

Por lo mencionado anteriormente, el tendido de nuevas líneas es un proceso costoso en términos de tiempo y dinero.

- **Unidad de bombeo:** Su función principal es proporcionar el movimiento recíprocante, con el propósito de accionar la sarta de varillas y esta a su vez a la bomba de subsuelo. Mediante la acción de correas y engranajes se logran reducir las propiedades de rotación. El movimiento rotatorio resultante se transforma en un movimiento recíprocante a través de la manivela, la bela y el propio balancín (Wikiteca, 2009). Las unidades de superficie pueden ser de balancín o

⁴ Jagüey es un vocablo taíno que significa balsa, zanja o pozo lleno de agua, en el que abreva el ganado.

hidráulicas. En la **Figura 26** se observan dos unidades de bombeo superficial tipo balancín con diferentes puntos de apoyo, la unidad convencional corresponde a la que tiene el punto de apoyo en la mitad.



Figura 26. Unidad de bombeo de balancín

Fuente: Hurtado, J. (2017). Asamblea de Santander sesionará en el Centro. [Figura]. Recuperado de <http://www.vanguardia.com/santander/barrancabermeja/399690-asamblea-de-santander-sesionara-en-el-centro>

- **Red anular:** Consiste en una línea que va desde la cabeza de pozo hasta la tea y transporta el gas que se separa en fondo debido a los cambios de presión durante la producción del pozo. Un pozo puede operar solamente con la línea de producción, la red anular no es vital.



Figura 27. Red anular de un pozo en La Cira Infantas

[Fotografía de Daniela Mañozca]. (La Cira Infantas, 2017)

3.3.5 Comunidad – Predios.

La Cira Infantas es un campo que tiene interacción directa con la comunidad y por consiguiente es importante garantizar el bienestar de ellos para la viabilidad de cualquier proyecto; en el campo hay distintos tipos de predios que van desde casas, fincas hasta locales comerciales, tornando el tema de relación con la comunidad en un componente significativo para el desarrollo de las actividades diarias.

Para este proyecto se realizó un análisis espacial que permitió determinar el número de edificaciones existentes en un radio de 100 metros para cada uno de los pozos, este análisis se realizó a través de ARCGIS, que es un software de Sistemas de Información Geográfica. Como se logra ver en la **Figura 28** hay pozos que presentan múltiples edificaciones en el área de afectación.



Figura 28. Pozo con casas en el área de influencia

Nota: La circunferencia roja indica un radio de 100 metros de influencia para el Pozo Potí
Fuente: Occidental de Colombia, Programa: ARCGIS, Archivo: LCI-Edificaciones.

3.4 Oportunidades Identificadas

Tabla 6

Resumen de las oportunidades detectadas en el portafolio de pozos inactivos

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 1	✓	✓	✓	✓	✓	Oportunidad de cañoneo.	Reactivado
Pozo 2 ⁵	✓	✓	✗	✓	✓	Oportunidad de cañoneo y aislamiento	Reactivado
Pozo 3	✓	✓	✓	✓	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivado
Pozo 4	✓	✓	✗	✓	✓	Oportunidad de cañoneo y aislamiento	Reactivado
Pozo 5	✓	✓	✓	✓	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivar

⁵ El problema de recobro secundario se superará con el trabajo sugerido. Esta situación se repite en los Pozos 4, 18, 24

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 6	✓	✓	✓	✓	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivar
Pozo 7	✓	✓	✓	✓	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivar
Pozo 8	✓	✓	✓	✓	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivar
Pozo 9	✓	✓	✓	✓	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivar
Pozo 10	✓	✓	✓	✓	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivar
Pozo 11 ⁶	✓	✓	✓	✗	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivar
Pozo 12	✓	✓	✓	✗	✓	No tiene trabajo de workover	Reactivar
Pozo 13	✓	✓	✓	✓	✓	Identificar y aislar las unidades con alta Sg. Oportunidad de cañoneo.	Reactivar

⁶ No tiene línea de producción, pero no hay problema de predios en el tendido de una línea nueva. Lo mismo sucede en los pozos 12, 17, 20, 21, 22

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 14	✓	✓	✓	✓	✓	Control de Arena.	Reactivar
Pozo 15	✓	✓	✓	✓	✓	Oportunidad de cañoneo, pendiente servicio de 2 pozos inyectores vecinos.	Reactivar
Pozo 16 ⁷	✓	✓	✗	✓	✓	Pendiente evaluación estructural para determinar si está en el mismo bloque del pozo inyector Usco 1.	Reactivar
Pozo 17	✓	✓	✓	✗	✓	Oportunidad de cañoneo.	Reactivar
Pozo 18	✓	✓	✗	✓	✓	Oportunidad de cañoneo y aislamiento	Reactivar

⁷ El problema de falta de soporte se soluciona si se confirma que el pozo inyector vecino está en el mismo bloque estructural

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 19 ⁸	✓	✗	✓	✓	✓	Oportunidad de cañoneo. Control de arena	Reactivar
Pozo 20	✓	✓	✓	✗	✓	Oportunidad de cañoneo. En espera de perforación de pozo inyector vecino el cual ya está programado.	Reactivar
Pozo 21	✓	✓	✓	✗	✓	Oportunidad de cañoneo.	Reactivar
Pozo 22	✓	✓	✓	✗	✓	Verificar presión para poner en línea.	Reactivar
Pozo 23 ⁹	✗	✗	✓	✓	✓	Oportunidad de cañoneo y aislamiento.	Reactivar

⁸ Evaluar a fondo el tema de predios.

⁹ Tiene una restricción en C, no tapa completamente la unidad, posibilidad de manejar operativamente.

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 24	✓	✓	✗	✓	✓	Oportunidad de aislamiento de alguna de las unidades abiertas en el último cañoneo.	Reactivar
Pozo 25	✓	✓	✓	✓	✓	Oportunidad de cañoneo y aislamiento	Reactivar
Pozo 26 ¹⁰	✓	✓	✓	✗	✗	Inversión toda CAPEX.	Reactivar a largo plazo
Pozo 27	✓	✓	✗	✓	✓	Oportunidad de cañoneo. Pozo sin soporte, no tendrá oportunidad hasta que no haya desarrollo en la zona.	Reactivar a largo plazo

¹⁰ Las reactivaciones a largo plazo requieren un escenario más favorable para su ejecución.

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 28	✓	✗	✓	✗	✓	Oportunidad de aislamiento.	Reactivar a largo plazo
Pozo 29	✓	✓	✗	✓	✓	Oportunidad de cañoneo, a la espera de pozo reemplazo para un inyector que se acaba de perder.	Reactivar a largo plazo
Pozo 30	✓	✓	✗	✗	✓	Pendiente servicio a pozo inyector que le da soporte.	Reactivar a largo plazo
Pozo 31	✓	✓	✗	✓	✓	Oportunidad de cañoneo, a la espera de pozo reemplazo para un inyector que se acaba de perder.	Reactivar a largo plazo

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 32	✓	✓	✘	✓	✓	Oportunidad de cañoneo, a la espera de respuesta del servicio a un pozo inyector vecino.	Reactivar a largo plazo
Pozo 33	✓	✓	✓	✘	✘	Inversión toda CAPEX.	Reactivar a largo plazo
Pozo 34	✓	✓	✓	✘	✓	Evaluar poner en línea pozo inyector para soporte.	Reactivar a largo plazo
Pozo 35	✓	✓	✓	✘	✘	A la espera de perforación de pozo inyector programada para agosto de 2017. Inversión toda CAPEX	Reactivar a largo plazo

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 36	x	✓	✓	x	x	Evaluar operativamente la restricción, inversión toda CAPEX.	Reactivar a largo plazo
Pozo 37	✓	x	x	✓	✓	Control de Arena.	Reactivar a largo plazo
Pozo 38	✓	✓	x	x	✓	Pozo sin soporte, no tendrá oportunidad hasta que no haya desarrollo en la zona.	Reactivar a largo plazo
Pozo 39	✓	✓	x	x	✓	Oportunidad de cañoneo y aislamiento, Sin soporte, no tendrá oportunidad hasta que mejore el recobro secundario.	Reactivar a largo plazo

Pozo	Estado mecánico	Predios	Recobro secundario	Facilidades	Actividad después de 2006	Comentario de trabajo	Resultado
Pozo 40	x	✓	✓	x	✓	Evaluar operativamente la restricción.	Reactivar a largo plazo
Pozo 41	x	✓	x	✓	✓	Oportunidad de cañoneo, evaluar operativamente la restricción en C.	Reactivar a largo plazo
Pozo 42	x	✓	✓	x	✓	Evaluar operativamente el colapso.	Reactivar a largo plazo
Pozo 43	✓	x	x	x	✓	Oportunidad de cañoneo, a la espera de servicio a pozo inyector vecino.	Reactivar a largo plazo
Pozo 44	x	x	x	x	✓	Evaluar operativamente la restricción, a la espera de servicio a pozo inyector vecino.	Reactivar a largo plazo

3.5 Análisis Económico

En primer lugar, se seleccionó un método para realizar la evaluación, en este caso, se usó el método del Valor Presente Neto (VPN), según (Serrano Rodriguez, 2010), el VPN es “el resultado algebraico de traer a valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada, todos los flujos (positivos o negativos) relacionados con un proyecto”. El cual permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero de Maximizarla. Si se obtiene un valor positivo significa que la compañía obtendrá un incremento en ganancias equivalente al monto del Valor Presente Neto (VPN). Y si es negativo, simplemente la inversión no será exitosa y habrá pérdidas en vez de ganancias. Para evaluar la viabilidad financiera del proyecto se realizó un análisis de inversión (CAPEX), de costos de operación (OPEX) y de los ingresos obtenidos por la producción incremental de crudo que genera la reactivación de los pozos a evaluar. Adicionalmente, la evaluación económica se corrió para un periodo de 11 años, teniendo como unidad monetaria el dólar americano (USD) y una Tasa de interés de oportunidad de un 15% y 12% efectivo anual.

3.5.1 Costo De Operación (OPEX).

Operational Expenditure (OPEX), son los costos necesarios para el funcionamiento que la empresa debe asumir para mantener la producción. Para La Cira Infantas se tomó un Costo de extracción de referencia de 12 USD/Bbl, el cual refleja el costo de la extracción, recolección, tratamiento de crudo y transporte del mismo, este valor será constante para el tiempo de evaluación del proyecto. En la **Tabla 7** se muestra el costo total operacional de este proyecto,

calculado a partir de la producción incremental, restando la producción que le corresponde a la compañía asociada (Ecopetrol), generado por el mismo.

Tabla 7.

Costo total operacional

Período	BOPD	MSTB	Costo de levantamiento	Total Costo Operación
1	240,68	87,8482	12	\$ 1.054
2	991,71	361,97415	12	\$ 4.344
3	941,7	343,7205	12	\$ 4.125
4	759,71	277,29415	12	\$ 3.328
5	625,8	228,417	12	\$ 2.741
6	524,05	191,27825	12	\$ 2.295
7	444,56	162,2644	12	\$ 1.947
8	381,19	139,13435	12	\$ 1.670
9	329,67	120,32955	12	\$ 1.444
10	287,34	104,8791	12	\$ 1.259
11	252,1	92,0165	12	\$ 1.104
				\$ 25.310

3.5.2 Análisis de Inversión (CAPEX).

Capital Expenditure (CAPEX), son las inversiones realizadas con el fin de obtener un activo o servicio, teniendo como propósito alargar la vida útil de los bienes. Los costos de inversión hacen referencia a la compra de terrenos, perforación de pozos, compra de maquinaria, costo de reactivación de pozos, etc.

Para este proyecto, la inversión se ve reflejada en el costo a realizar en los trabajos de reactivación de los pozos. Algunos de estos trabajos tienen costos asociados únicamente al

CAPEX, otros al OPEX y algunos el costo total va reflejado tanto en CAPEX como en OPEX.

En la **Tabla 8** se muestran los pozos a reactivar, los trabajos necesarios para su reactivación y los costos asociados a los mismos.

Tabla 8.

Costos asociados a los trabajos de reactivación

Nombre del pozo	Trabajo	Costo Total	Capex	Opex
Pozo 1	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 2	Trabajo 2	\$ 303.757	11%	89%
Pozo 3	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 4	Trabajo 2	\$ 303.757	11%	89%
Pozo 5	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 6	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 7	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 8	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 9	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 10	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 11	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 12	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 13	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 14	Trabajo 4	\$ 245.000		100%
Pozo 15	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 16	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 17	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 18	Trabajo 2	\$ 303.757	11%	89%
Pozo 19	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 20	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 21	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 22	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 23	Trabajo 2	\$ 303.757	11%	89%

Nombre del pozo	Trabajo	Costo Total	Capex	Opex
Pozo 24	Trabajo 4	\$ 245.000		100%
Pozo 25	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 26	Trabajo 3	\$ 131.140	100%	
Pozo 27	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 28	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 29	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 30	Trabajo 2	\$ 303.757	11%	89%
Pozo 31	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 32	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 33	Trabajo 3	\$ 131.140	100%	
Pozo 34	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 35	Trabajo 3	\$ 131.140	100%	
Pozo 36	Trabajo 3	\$ 131.140	100%	
Pozo 37	Trabajo 4	\$ 245.000		100%
Pozo 38	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 39	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 40	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 41	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 42	Trabajo 3	\$ 131.140		100%
Pozo 43	Trabajo 1	\$ 164.413	20%	80%
Pozo 44	Trabajo 3	\$ 131.140		100%

Nota: Trabajo 1 es una actividad de cañoneo, trabajo 2 incluye cañoneo y aislamiento, trabajo 3 es un servicio a pozo, trabajo 4 es una actividad de aislamiento.

3.5.3 Regalías.

Las regalías están definidas, según (Departamento Nacional de Planeación, 2007), como la contraprestación económica que recibe el estado por la explotación de un recurso natural no renovable cuya producción se extingue por el transcurso del tiempo. Las regalías se expresan en porcentaje de la producción neta del campo, esta varía dependiendo de las características del

fluido producido y la producción que tenga el campo. Para el caso puntual de Colombia, la Ley 756 de 2002 rige las regalías como se observa en la **Figura 29**.

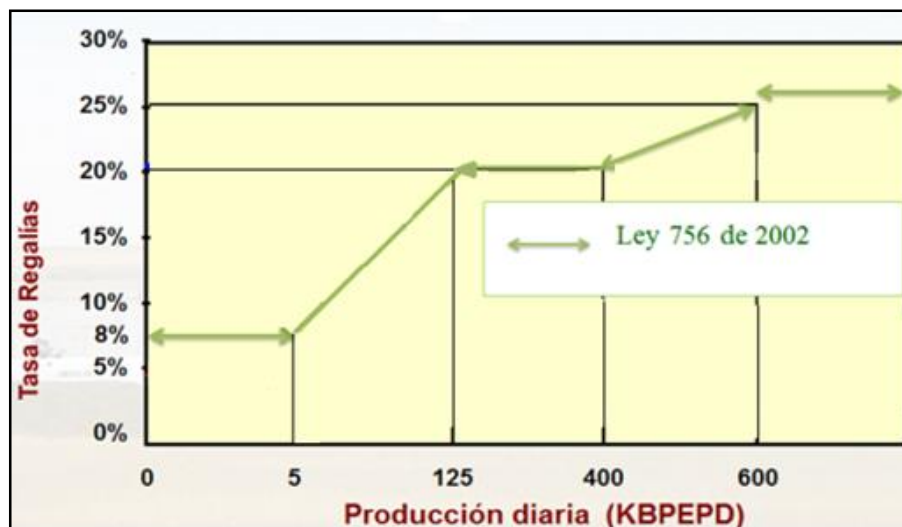


Figura 29. Regalías

Fuente: Florez, William. Visión General de la Economía Nacional de los Hidrocarburos – Nuevo Contrato de Ecopetrol con la ANH. Bogotá 2012. p. 2.

De acuerdo a la **Figura 29**, el descuento por regalías aplicado a La Cira Infantas que produce aproximadamente 40 KBEPD, es del 12%. El crudo producido es de 25 °API y es considerado como un yacimiento que cuenta con un crudo mediano.

3.5.4 Precio.

El precio se conoce como la cantidad de dinero que se da para obtener un producto o un servicio. Los bienes y servicios se cambian a través de la modalidad de trueque, por dinero. En cuanto a la industria petrolera, para determinar el precio del petróleo, se compara las características del crudo con el estándar de la industria y la economía mundial.

La empresa Occidental de Colombia, tiene como referencia el precio de petróleo Brent para establecer el precio del crudo producido de los diferentes campos. Para determinar el precio del crudo Brent, se realiza una tabla con el precio promedio desde el año 2001, la cual se observa en la **Tabla 9**.

Tabla 9

Precio promedio de crudo

Año	Precio (USD/Bbl) BRENT
2017	\$51,21
2016	\$43,67
2015	\$52,32
2014	\$98,97
2013	\$108,56
2012	\$111,63
2011	\$111,26
2010	\$79,61
2009	\$61,74
2008	\$96,94
2007	\$72,44
2006	\$65,16
2005	\$54,57
2004	\$38,26
2003	\$28,85
2002	\$24,99
2001	\$24,46

Para determinar el precio del crudo en el análisis económico, se utiliza el promedio entre enero-agosto de 2017; que es 51,21 USD/Bbl. Se hace un castigo adicional de 20% debido a que

en La Cira Infantas es crudo mediano, obteniendo así un valor de venta de 40,97 USD/Bbl. Este valor se mantendrá constante durante la evaluación financiera. Para el cálculo de la producción neta se le restó a la producción incremental el % de regalías asociado al mismo, obteniendo así la

Tabla 10.

Tabla 10

Producción Neta

Período	MSTB	Regalías (12%)	Producción Neta
2017	88	7	81
2018	362	29	333
2019	344	27	316
2020	277	22	255
2021	228	18	210
2022	191	15	176
2023	162	13	149
2024	139	11	128
2025	120	10	111
2026	105	8	96
2027	92	7	85

3.5.5 Ingresos.

El ingreso es la cantidad de dinero que genera el proyecto por la venta de sus productos o servicios. Estos ingresos están determinados por la cantidad de productos o de servicios a vender y el precio de venta de los mismos. Los ingresos totales se determinan al multiplicar la producción neta por el precio de venta del crudo para cada periodo. Ver **Tabla 11.**

Tabla 11*Ingresos*

Período	MSTB	Precio de Venta (USD/Bbl)	Ingresos Totales (MUSD)
2017	81	\$ 40,97	\$3.311,05
2018	333	\$ 40,97	\$13.643,01
2019	316	\$ 40,97	\$12.955,02
2020	255	\$ 40,97	\$10.451,37
2021	210	\$ 40,97	\$8.609,16
2022	176	\$ 40,97	\$7.209,38
2023	149	\$ 40,97	\$6.115,84
2024	128	\$ 40,97	\$5.244,05
2025	111	\$ 40,97	\$4.535,29
2026	96	\$ 40,97	\$3.952,95
2027	85	\$ 40,97	\$3.468,15

3.5.6 Flujo de Caja.

El flujo de caja para la ejecución del proyecto se presenta a continuación en la **Figura 30** donde la parte superior refleja los ingresos y la parte inferior los egresos para los 11 años correspondientes a los periodos en los que se hace la evaluación económica.

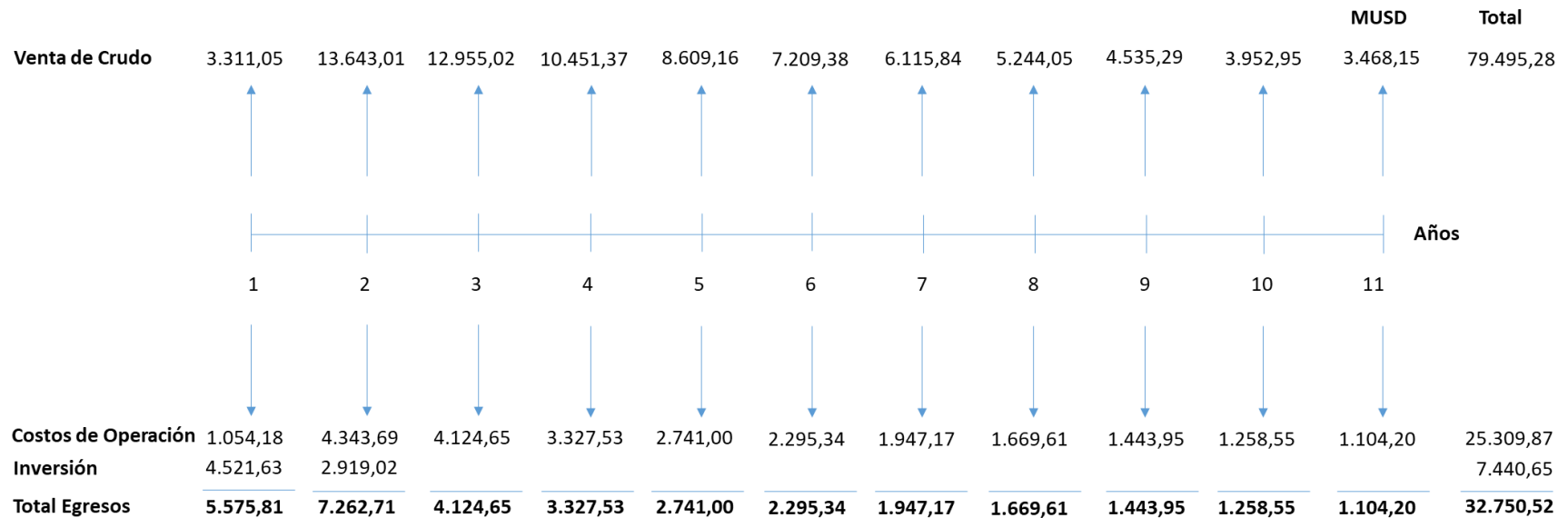


Figura 30. Flujo de caja

3.5.7 Valor Presente Neto.

El análisis del VPN es fundamental para realizar las comparaciones entre la inversión a realizar y los flujos de dinero que producirá en el futuro. En otras palabras, utilizando el análisis de este indicador se logrará conocer cuál es el rendimiento mínimo que

se debe ganar sobre un proyecto o la compra de un activo para no alterar la sostenibilidad de la empresa y sus finanzas, o bien para disminuir el riesgo de no perder la inversión. En la **Ecuación 6 y 7** se presentan los cálculos del valor presente neto a una tasa de descuento del 15% y 12% respectivamente.

Ecuación 6

$$\begin{aligned} \text{VPN}(0,15) = & \frac{3.311,05}{(1+0,15)^1} - \frac{5.575,81}{(1+0,15)^1} + \frac{13.643,01}{(1+0,15)^2} - \frac{7.262,71}{(1+0,15)^2} + \frac{12.955,02}{(1+0,15)^3} - \frac{4.124,65}{(1+0,15)^3} + \frac{10.451,37}{(1+0,15)^4} - \frac{3.327,53}{(1+0,15)^4} + \frac{8.609,16}{(1+0,15)^5} - \\ & \frac{2.741,00}{(1+0,15)^5} + \frac{7.209,38}{(1+0,15)^6} - \frac{2.295,34}{(1+0,15)^6} + \frac{6.115,84}{(1+0,15)^7} - \frac{1.947,17}{(1+0,15)^7} + \frac{5.244,05}{(1+0,15)^8} - \frac{1.669,61}{(1+0,15)^8} + \frac{4.535,29}{(1+0,15)^9} - \frac{1.443,95}{(1+0,15)^9} + \frac{3.952,95}{(1+0,15)^{10}} - \\ & \frac{1.258,55}{(1+0,15)^{10}} + \frac{3.468,15}{(1+0,15)^{11}} - \frac{1.104,20}{(1+0,15)^{11}} = 22.564,77 \text{ MUSD} \end{aligned}$$

Ecuación 7

$$\begin{aligned} \text{VPN}(0,12) = & \frac{3.311,05}{(1+0,12)^1} - \frac{5.575,81}{(1+0,12)^1} + \frac{13.643,01}{(1+0,12)^2} - \frac{7.262,71}{(1+0,12)^2} + \frac{12.955,02}{(1+0,12)^3} - \frac{4.124,65}{(1+0,12)^3} + \frac{10.451,37}{(1+0,12)^4} - \frac{3.327,53}{(1+0,12)^4} + \frac{8.609,16}{(1+0,12)^5} - \\ & \frac{2.741,00}{(1+0,12)^5} + \frac{7.209,38}{(1+0,12)^6} - \frac{2.295,34}{(1+0,12)^6} + \frac{6.115,84}{(1+0,12)^7} - \frac{1.947,17}{(1+0,12)^7} + \frac{5.244,05}{(1+0,12)^8} - \frac{1.669,61}{(1+0,12)^8} + \frac{4.535,29}{(1+0,12)^9} - \frac{1.443,95}{(1+0,12)^9} + \frac{3.952,95}{(1+0,12)^{10}} - \\ & \frac{1.258,55}{(1+0,12)^{10}} + \frac{3.468,15}{(1+0,12)^{11}} - \frac{1.104,20}{(1+0,12)^{11}} = 25.687,42 \text{ MUSD} \end{aligned}$$

4. Aplicación de Herramientas Tecnológicas

El escenario de precios bajos prolongados es una realidad que las petroleras deben enfrentar, donde la táctica de reducción de costos a través de cancelación de proyectos y de recorte de personal no han dado respuesta a la situación actual del mercado. Los bajos precios del crudo exigen una transformación del negocio y de los modelos operativos actuales.

Esta transformación conlleva a una mayor inclusión de la tecnología en la industria de los hidrocarburos, la cual bien aprovechada puede ayudar a los productores de crudo a alcanzar esa reducción de costos deseada, y además permitirá que las empresas líderes en simplificación, automatización y optimización de procesos estén a la vanguardia de la transformación del mundo petrolero, logrando asegurar el éxito en un mercado de precios volátiles. (Director Ejecutivo del Grupo recursos industriales de Accenture, 2016).

Por esta razón, el desarrollo de esta estrategia que permite aprovechar recursos de la compañía que no estaban en uso, incluyó este componente tecnológico en el cual se explicara la aplicación de dos herramientas que facilitaron el proceso de análisis y toma de decisiones.

4.1 Herramienta de Análisis en la Plataforma Spotfire

TIBCO Sportfire es una plataforma de análisis empresarial que permite explorar de manera rápida datos y detectar de este modo oportunidades en los negocios en que se aplique. TIBCO Spotfire ofrece diferentes versiones de acuerdo a las necesidades del usuario (TIBCO Software Inc, S.f), la versión utilizada en este proyecto fue Spotfire Analyst 7.10 la cual para su correcto funcionamiento tiene los siguientes requerimientos de hardware:

- Procesador de 4 núcleos o más.
- RAM de 8 Gb o más.
- Disco duro de 10 Gb.

Para el análisis de los pozos inactivos se desarrolló una herramienta en la plataforma Spotfire, que contiene 4 ventanas de visualización, la primera permite hacer un seguimiento de los pozos inactivos existentes a la fecha , en la segunda ventana se observa las condiciones del pozo al momento del cierre, la tercera muestra las condiciones actuales de los pozos vecinos y los servicios realizados a los pozos inyectores, la última ventana contiene datos históricos de intervenciones y todos los predios mapeados, de acuerdo a las bases de datos del departamento de tierras. La base para el desarrollo de esta herramienta fue una consolidación hecha en Excel de los pozos inactivos existentes, esta consolidación quedó de manera oficial para que se fuera alimentando cuando un pozo entre en inactividad y así lograr hacer el seguimiento adecuado a estos pozos. Además de vincular la herramienta a este listado oficial, se vinculó a bases de datos oficiales que no requieren actualización, automatizando en gran medida el análisis de los pozos inactivos.

4.1.1 Ventana de seguimiento de pozos inactivos existentes - Sección A

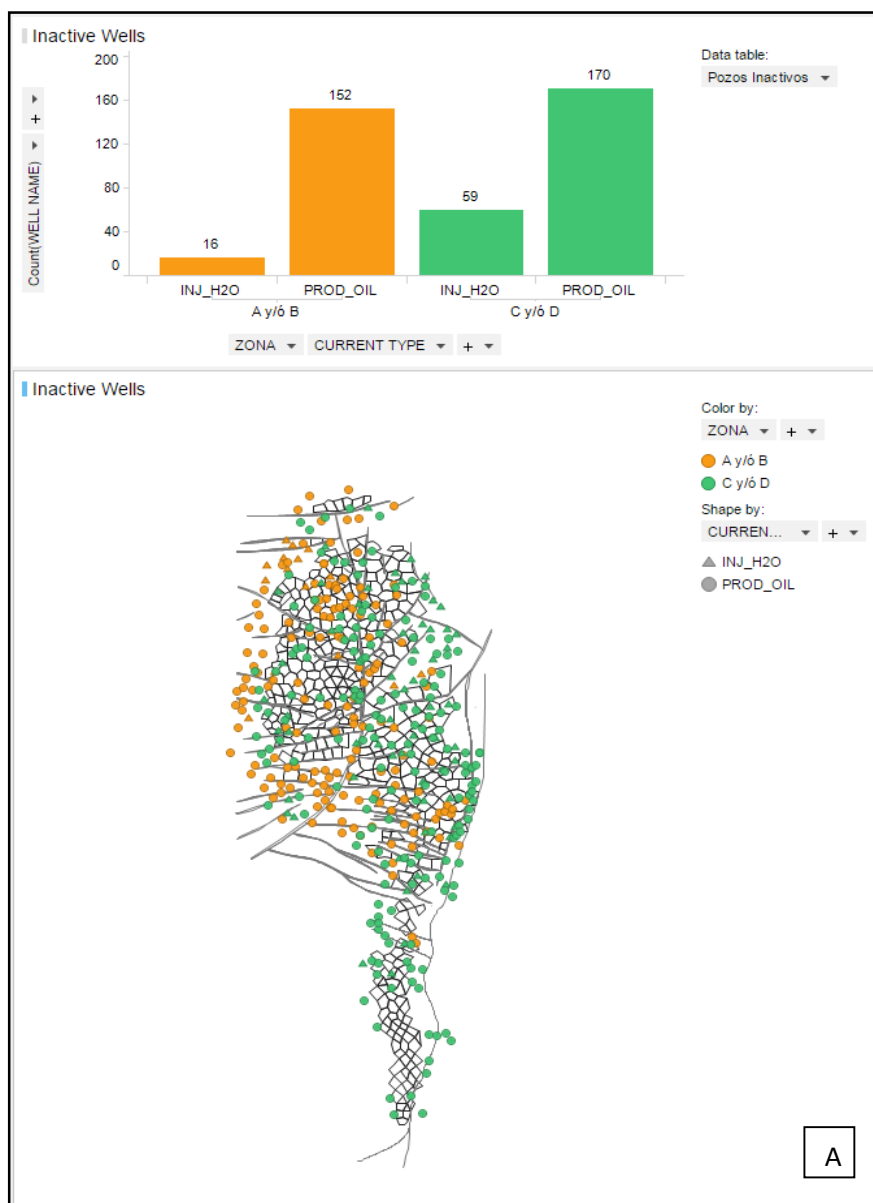


Figura 31. Sección A de la ventana de seguimiento de pozos

Nota: La sección A de la ventana de seguimiento muestra todos los pozos inactivos a mayo de 2017 en un mapa del campo, además los clasifica y cuenta en una gráfica de barras de acuerdo a la unidad en la que están desarrollados y al tipo de pozo.

4.1.2 Ventana de seguimiento de pozos inactivos existentes - Sección B

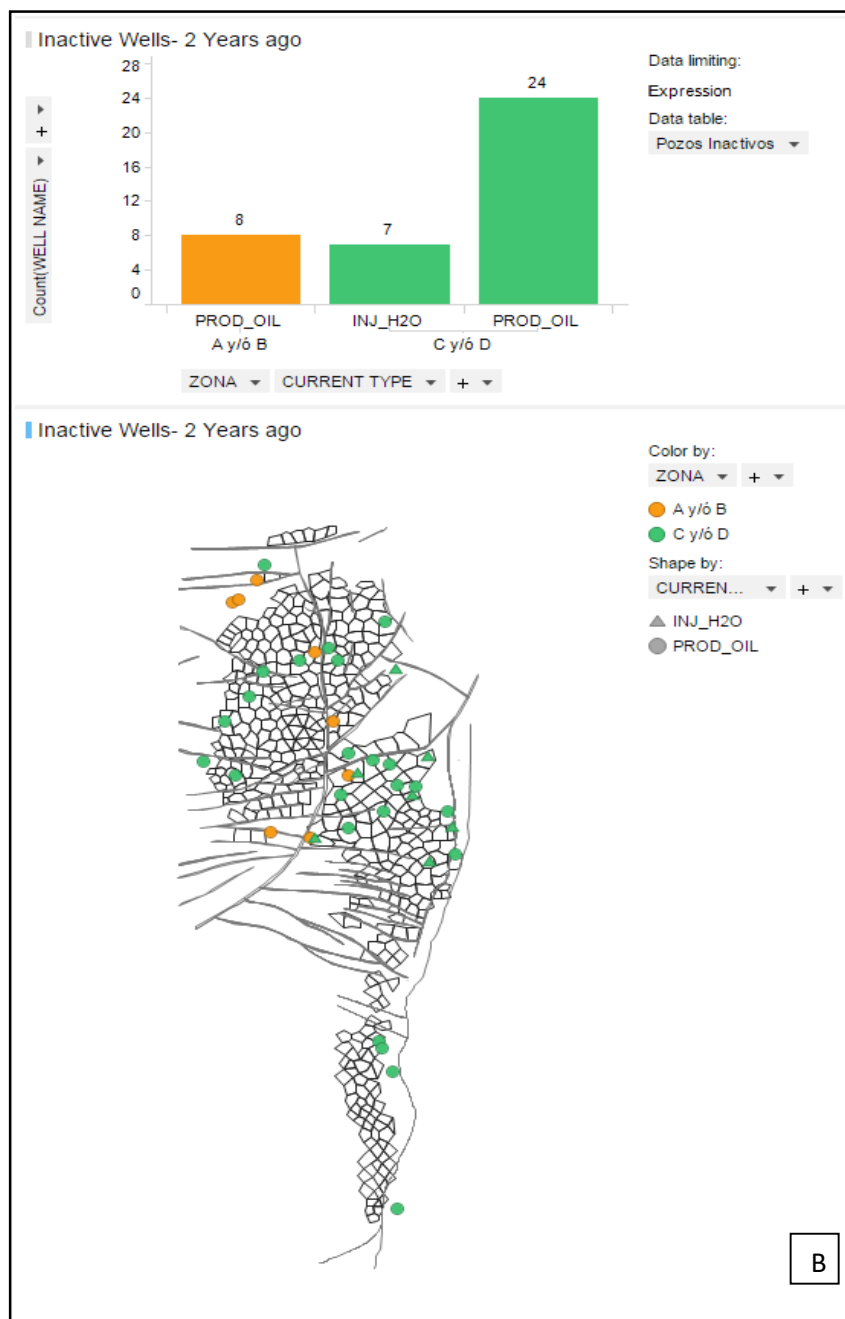


Figura 32. Sección B de la ventana de seguimiento de pozos

Nota: La sección B de la ventana de seguimiento muestra en un mapa del campo todos los pozos que han entrado en inactividad los últimos dos años, además los clasifica y cuenta en una gráfica de barras de acuerdo a la unidad en la que están desarrollados y al tipo de pozo.

4.1.3 Ventana de seguimiento de pozos inactivos existentes – Sección C

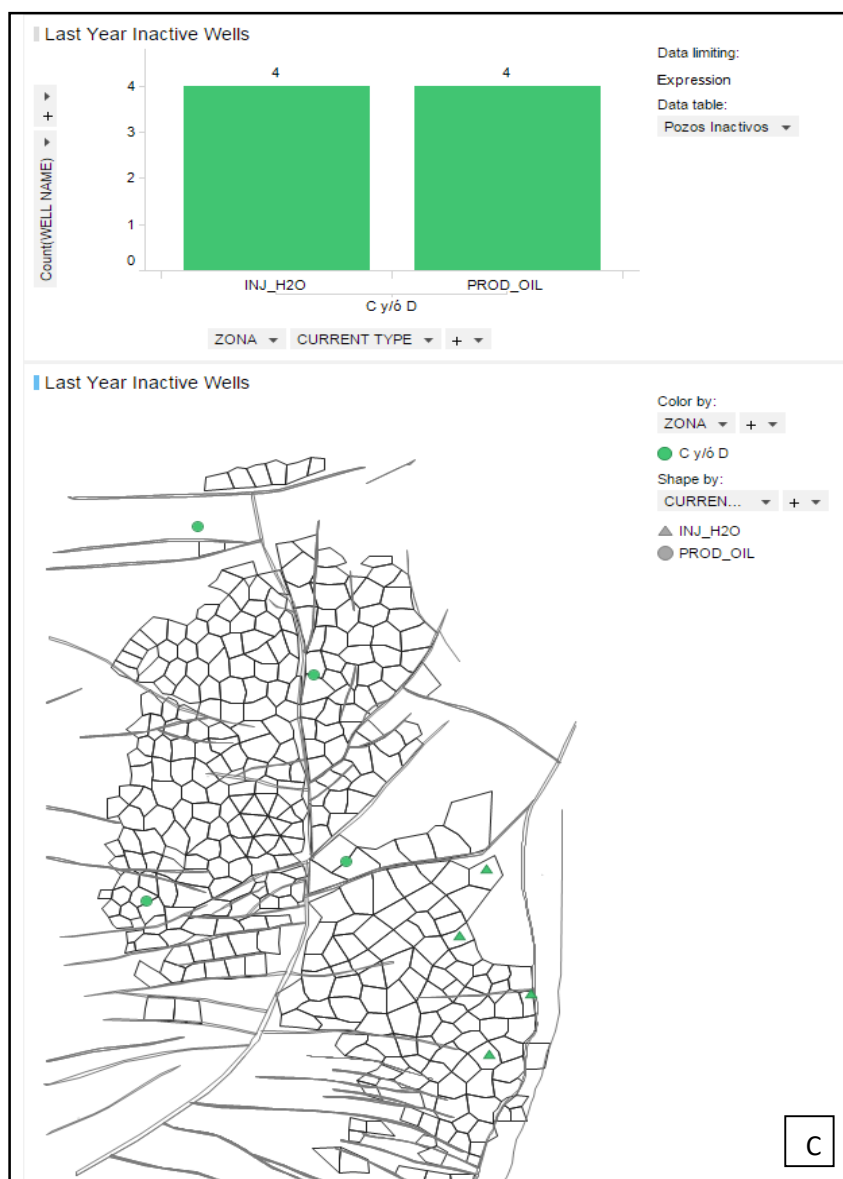


Figura 33. Sección C de la ventana de seguimiento de pozos

Nota: La sección C de la ventana de seguimiento muestra en un mapa del campo todos los pozos que han entrado en inactividad en lo corrido del presente año (2017), este seguimiento en el tiempo de los pozos inactivos, permite ver la evolución del portafolio de pozos y además facilita la identificación de zonas críticas, la parte superior de esta sección clasifica y cuenta los pozos en una gráfica de barras de acuerdo a la unidad en la que están desarrollados y al tipo de pozo.

4.1.4 Ventana de análisis de pozo inactivos al momento del cierre-Sección A

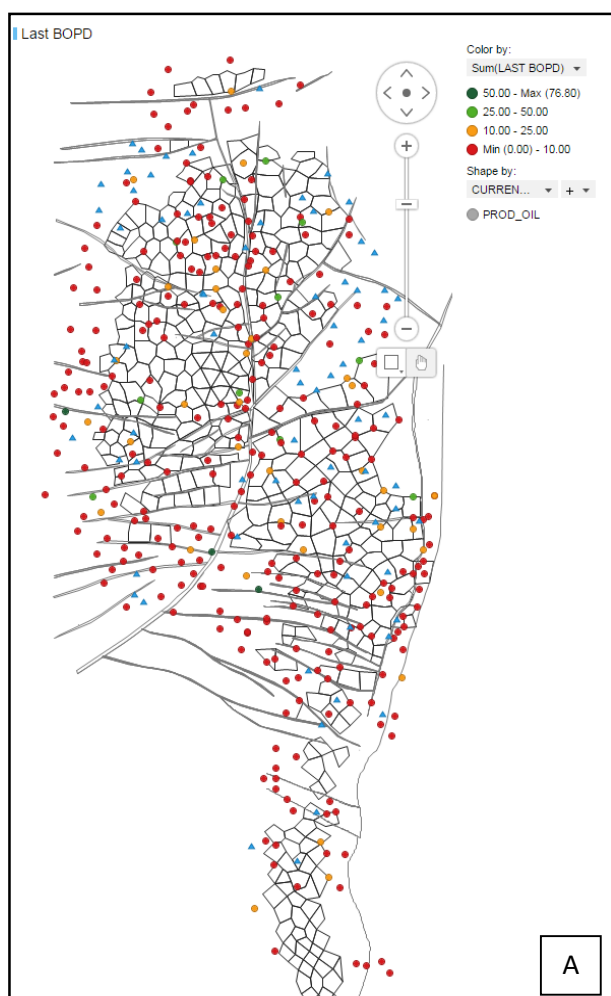


Figura 34. Producción de aceite al momento del cierre

Nota: La sección A muestra la última tasa de aceite de los pozos inactivos mediante una escala de colores, donde el rojo representa criticidad puesto que son pozos que cerraron con menos de 10 BOPD, el verde y el negro muestran pozos que cerraron con una tasa de producción de aceite relativamente alta de más de 25 y 50 BOPD respectivamente, en el mapa se evidencia que cerca del 80% cerró con menos de 10 BOPD.

4.1.5 Ventana de análisis de pozo inactivos al momento del cierre-Sección B

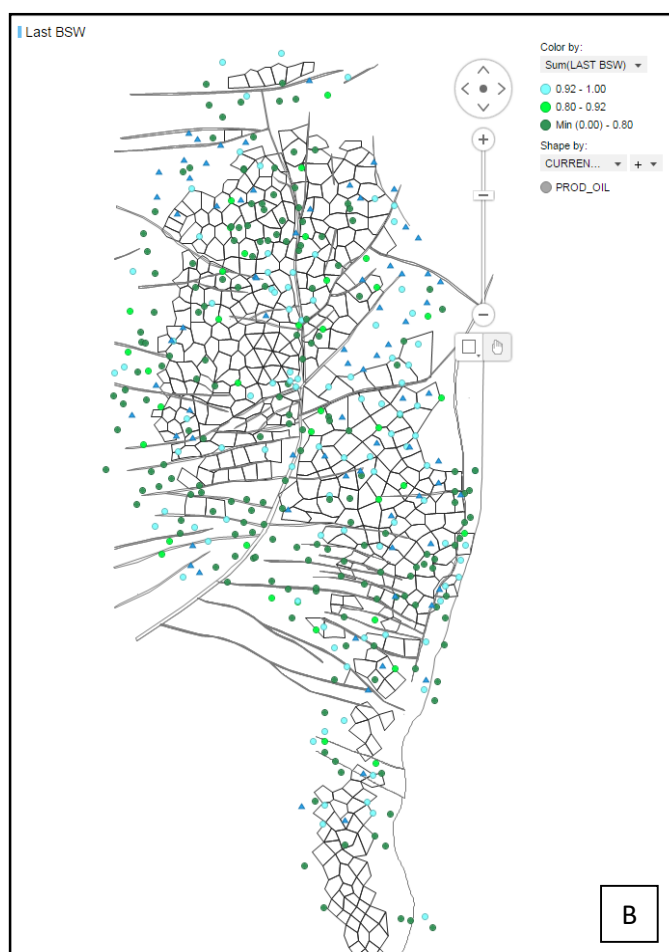


Figura 35. Corte de agua al momento del cierre

Nota: La sección B muestra el ultimo corte de agua registrado antes del cierre del pozo en una escala de colores, este parámetro aplica para los pozos productores inactivos. Además, sirve para determinar zonas críticas en el proceso de inyección de agua, por ejemplo: zonas con alta saturación de agua y recirculación de la misma.

4.1.6 Ventana de análisis de pozo inactivos al momento del cierre-Sección C

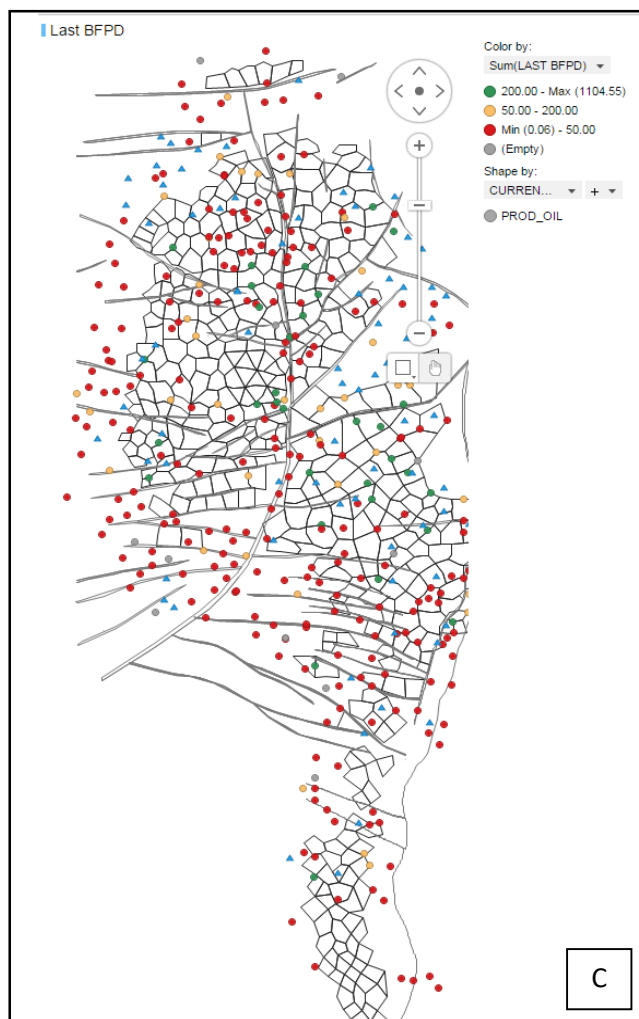


Figura 36. Producción de fluidos al momento del cierre

Nota: La sección C muestra la última tasa de fluidos al momento del cierre, en una escala de colores, el color rojo representa criticidad, puesto que son pozos que cerraron con menos de 50 BFPD, este parámetro permite ver zonas en las que el proceso de inyección de agua no está siendo exitoso.

4.1.7 Ventana de análisis del comportamiento actual de los patrones- Sección A y B

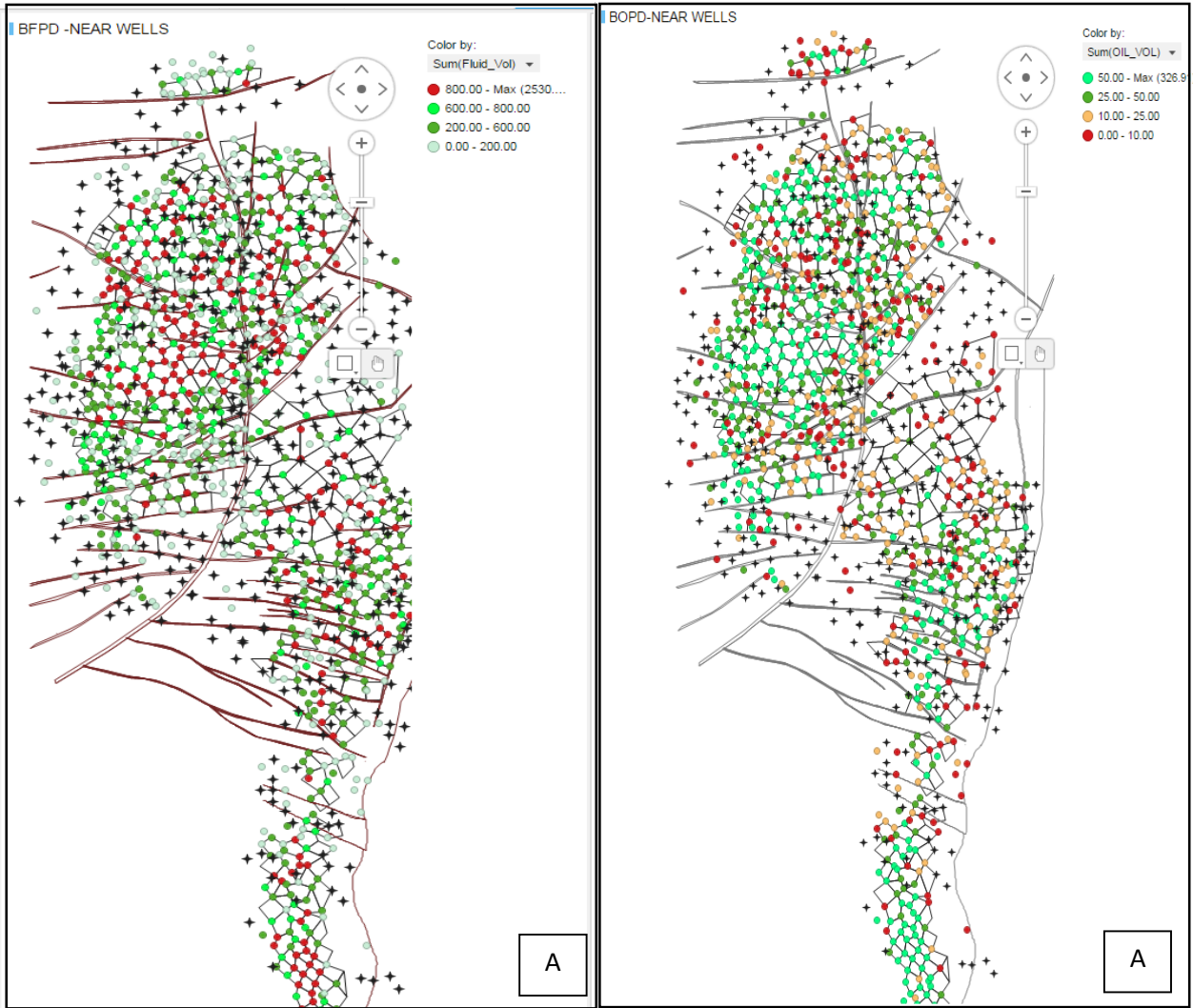


Figura 37. Comportamiento actual de los patrones

Nota: La sección A y B muestra la tasa de fluidos y aceite diaria actual de los pozos activos, respectivamente, esto permite calificar el desempeño actual de una zona o de un patrón.

4.1.8 Ventana de análisis del comportamiento actual de los patrones- Sección C

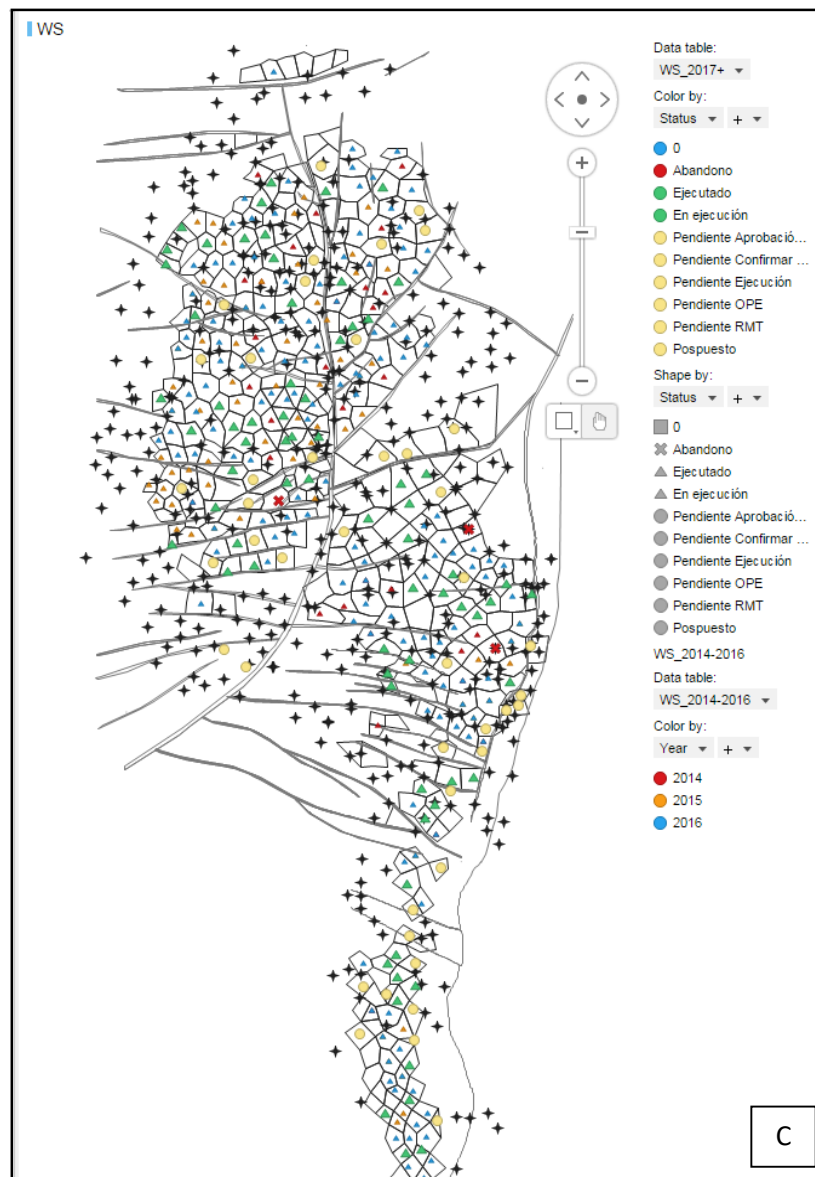


Figura 38. Servicio a pozos inyectoros

Nota: La sección C enseña todos los pozos inyectoros del campo que han tenido un servicio en el 2014, 2015 y 2016, además permite ver el estado de los servicios a pozos inyectoros planeados para el año 2017.

4.1.9 Ventana de Estados mecánicos y Predios- Sección A y B

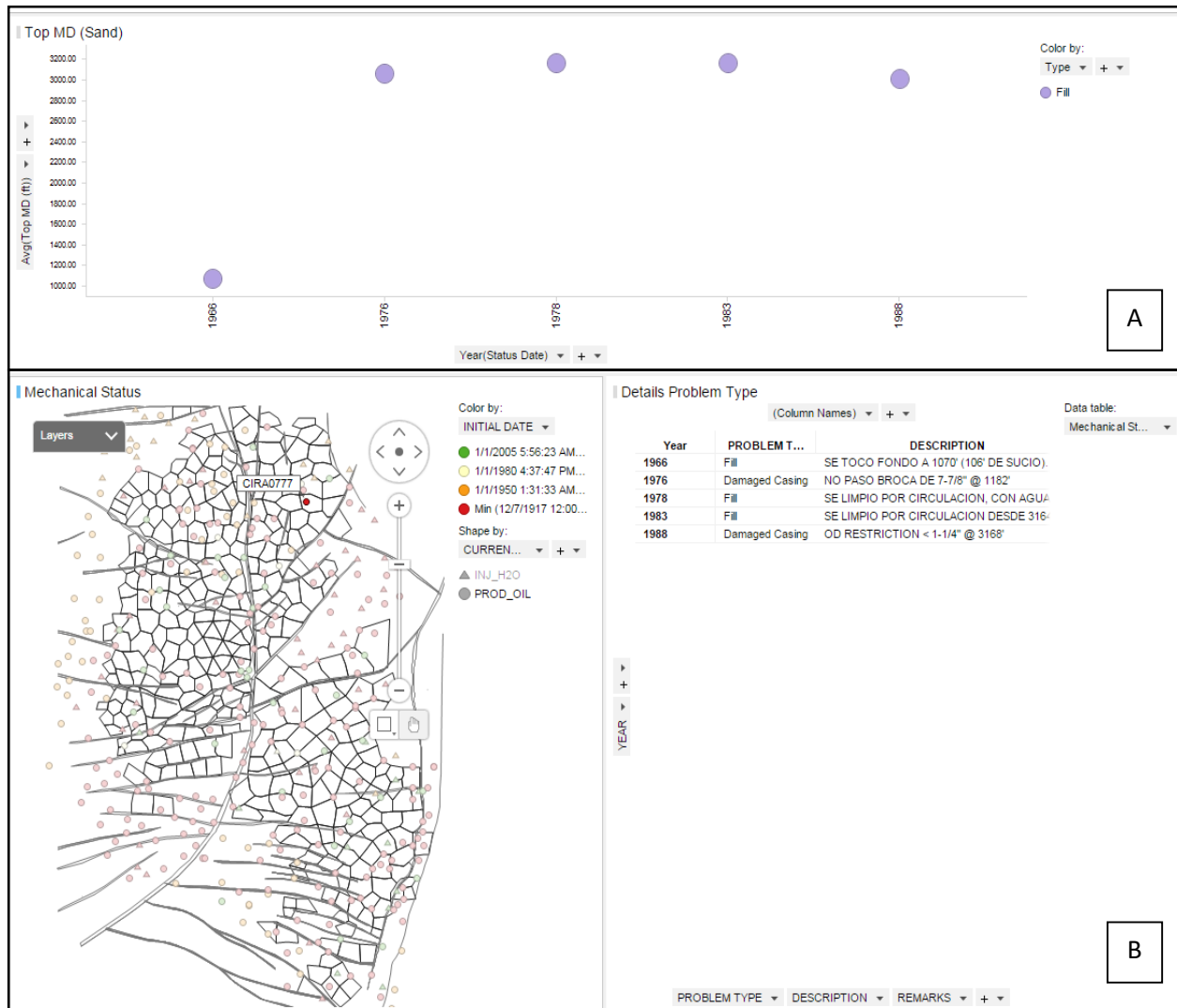


Figura 39. Historial de intervenciones

Nota: En la sección A aparece graficado todos los topes de arena encontrados a través del tiempo, la sección B tiene el mapa con los pozos inactivos, que se pueden seleccionar para visualizar información detallada de las intervenciones realizadas al pozo.

4.1.10 Ventana de Estados mecánicos y Predios- Sección C y D

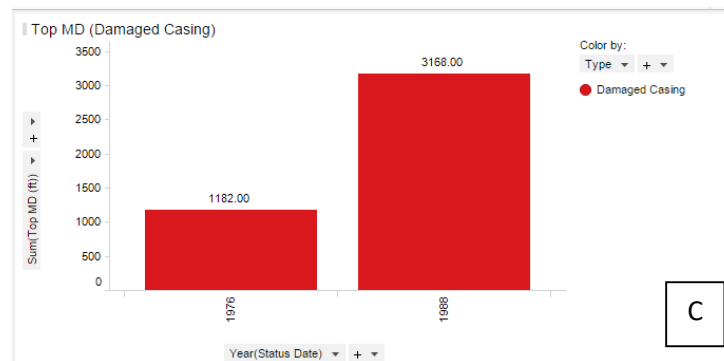


Figura 40. Historial daños en el revestimiento

Nota: En la parte C se observa las profundidades de obstrucciones en el revestimiento en el tiempo. Los detalles de daños en el revestimiento también aparecen en el cuadro de resumen de la sección B de esta ventana.

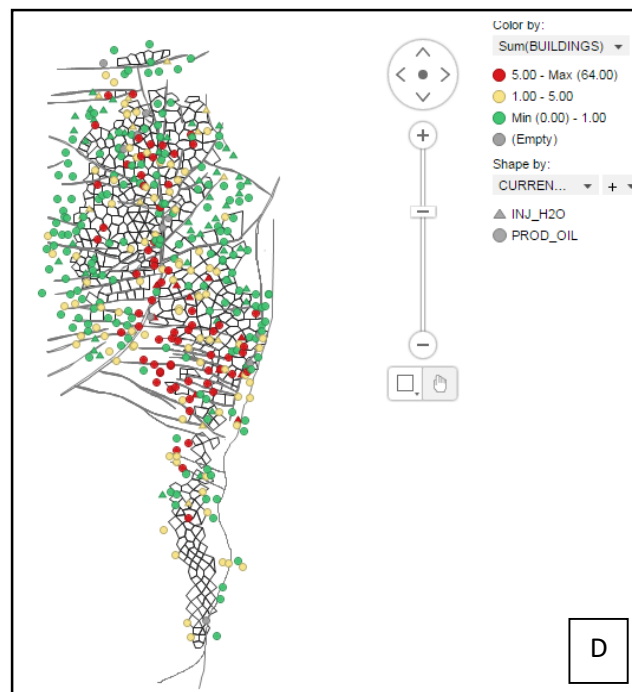


Figura 41. Mapa de predios en el área de afectación

Nota: La sección D es un mapa que clasifica por colores la cantidad de predios que se tienen en el área de afectación de cada pozo inactivo.

4.2 Aplicación del Modelo Capacitivo Resistivo

El modelo capacitivo resistivo, más conocido como CRM, según (Weber, y otros, 2009) es “un modelo simple que caracteriza la conectividad entre pozos productores e inyectores y es capaz de determinar un esquema de inyección que maximice el valor de un yacimiento”.

De acuerdo con Kansao, Yrigoyen, Haris, Saputel & Frontender Corporation (2017), “CRM se basa en las técnicas de procesamiento de señal en las que las tasas de inyección se tratan como señales de entrada y las tasas de producción total son las respuestas del yacimiento o las señales de salida”, e indican que fue Bruce quien exploró las similitudes entre el flujo de fluido en un medio poroso y el flujo de electrones en un medio conductor. En esa investigación se llegó a lo siguiente:

En un circuito eléctrico, un diferencial de potencial (ΔE) en un conductor genera corriente (I). De acuerdo a la Ley de Ohm, I es proporcional a ΔE e inversamente proporcional a la resistencia (R). Análogamente, el flujo de fluido en un yacimiento (q) resulta de un diferencial de presión (ΔP). Además, de acuerdo a la Ley de Darcy, la rata de flujo es proporcional a ese diferencial de presión.” Todo lo anterior se resume en la **Tabla 12**.

Tabla 12

Analogías aplicadas en CRM

Tipo de analogía	Circuito capacitor- resistor	Yacimiento y sistema de pozos
Fuerza	Diferencial de voltaje, ΔE	Diferencial de presión, ΔP

Tipo de analogía	Circuito capacitor- resistor	Yacimiento y sistema de pozos
Ecuación de flujo	$I=\Delta E/R$	$q= J\Delta P$
Ecuación de almacenamiento	Ecuación de Faraday	Ecuación de Compresibilidad
Resistencia, R	Función de las propiedades del material, área transversal y longitud	Función de las propiedades roca/fluido, área transversal y longitud
Capacitancia, C	$C=I(dt/dE)$	$C=-q(dt/dp)$

Fuente: Adaptado de Mohammed Saadeq et al. 2014, Waterflood Performance Diagnosis and Optimization Using Data-Driven Predictive Analytical Techniques from Capacitance Resistance Models CRM.

(Kansao et al.,2017) afirman que:

La conectividad entre pozos y el retraso de la respuesta constituyen los parámetros desconocidos de CRM. Por lo tanto, para un sistema multipozos, los parámetros de CRM representan la conectividad entre cada pareja de pozo inyector- pozo productor. Basado en los datos históricos de inyección y producción, esa conectividad (f) define la fracción de volumen de agua inyectada de un pozo inyector que fluye hacia un pozo productor.

Para CRM la respuesta en la tasa de producción corresponde a un cambio en la tasa de inyección y es análogo a la medida del voltaje de un capacitor en un circuito capacitor-resistor en paralelo donde el potencial de batería es equivalente a la señal de inyección. Observe la **Figura 42**, la cual presenta un esquema del impacto de la tasa de inyección en la tasa de producción.

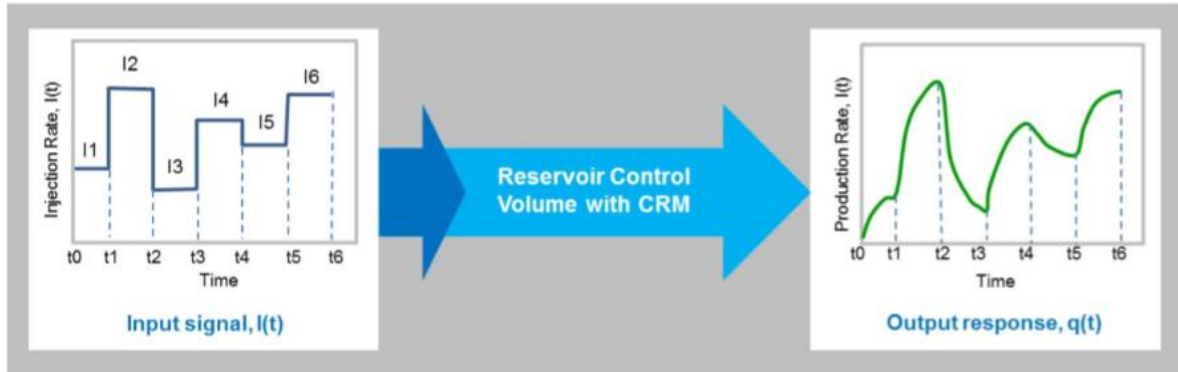


Figura 42. Impacto de la tasa de inyección en la tasa de producción

Fuente: Modificado por Sayarpour, 2008. Waterflood Performance Diagnosis and Optimization Using Data-Driven Predictive Analytical Techniques from Capacitance Resistance Models CRM.

Ahora bien, para hablar del retraso de la respuesta se ha asignado una constante de tiempo (τ), la cual para Kansao et al., (2017):

mide el tiempo necesario para que la onda de presión (causada por una variación en la tasa de inyección) se propague en el medio poroso e influya efectivamente la señal de producción. Si la constante de tiempo es grande, significa que el sistema tiene una respuesta lenta, la cual puede deberse a la alta compresibilidad, a un gran volumen poroso o a una baja permeabilidad, pero si, por el contrario, esta constante es pequeña, significa que el sistema responde rápidamente al estímulo.

La representación de CRM a emplear en este proyecto de grado, es conocida como CRM-P el cual puede apreciarse en la **Figura 43**, esta es un modelo que divide el yacimiento en volúmenes de control, basado en cada pozo productor e incluye todos los pozos inyectores que influyen sus tasas de producción (Wanderley, Gildin, Texas A&M University, Jensen & University of Calgary, 2015).

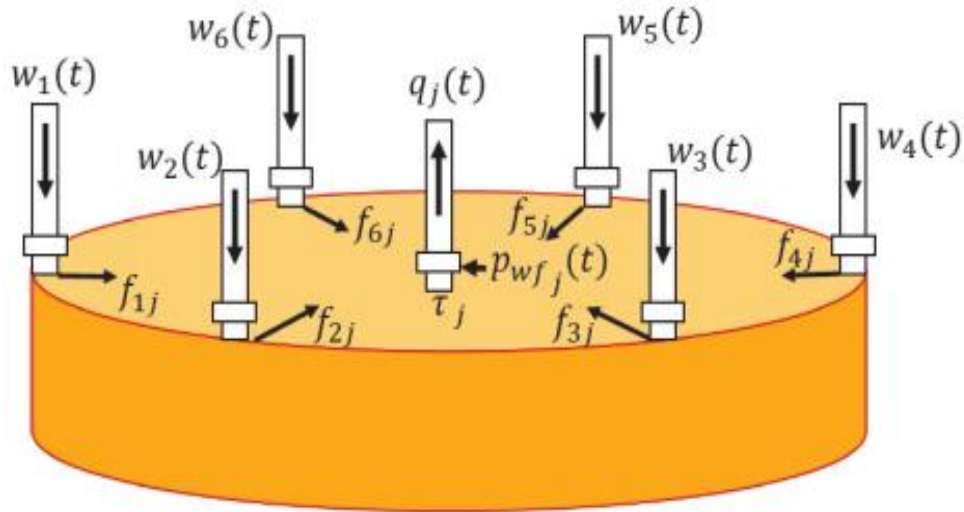


Figura 43. Modelo CRM-P

Fuente: One Petro, “Improved Waterflood Analysis Using the Capacitance-Resistance Model within a Control System Framework”

Como se observa en la figura anterior, “solo hay un termino τ_j para cada productor el cual corresponde a la constante de tiempo y una conectividad denominada f_{ij} para cada pareja de pozos inyector (**i**)- productor (**j**)” (Wanderley et al., 2015). Por lo tanto, la ecuación de continuidad para un productor (**j**) queda de la siguiente manera:

Ecuación 8

$$\tau_j \left(\frac{dq_j}{dt} \right) + q_j(t) = \sum_{i=1}^{N_{in j}} f_{ij} w_i(t) - \tau_j J_j \left(\frac{dp_{wf}^j}{dt} \right)$$

La intención de este componente del proyecto no es desarrollar toda la formulación matemática en la que se basa CRM puesto que esta ya existe en la literatura. Lo que hasta el momento se ha descrito pretende dar una idea general del modelo y resaltar las ventajas que este

tiene respecto a los simuladores tradicionales, los cuales pueden resultar dispendiosos cuando se trata de simulaciones a gran escala.

El modelo capacitivo resistivo es un intento por simplificar el yacimiento a un sistema de entradas que son los pozos inyectoros y de salidas que son los pozos productores. Para resolver los parámetros del modelo solo se requieren las tasas históricas de inyección y producción, estos datos son típicamente medidos y colectados para cada pozo. (Weber, y otros, 2009) .

En la ejecución del proyecto se corrió CRM a 8 de los 44 pozos candidatos a reactivación. Estos forman la lista de los pozos que tiene oportunidad de retornar a producción sin necesidad de un trabajo adicional. Este grupo de pozos que aparece en el capítulo 3, Tabla 5, con el comentario “No tiene trabajo de workover” no habían sido puestos en línea anteriormente porque no se había hecho el seguimiento adecuado que permitiera detectar que ya cumplían con todas las condiciones necesarias para volver a producción.

Para la implementación de la herramienta solo fue necesario los datos históricos de la producción e inyección de los pozos involucrados. La herramienta ya había sido desarrollada por la compañía y corresponde a una macro en Excel que tiene toda la formulación matemática programada. A continuación, se muestra un ejemplo de aplicación del modelo para el Pozo 12.

4.2.1 Aplicación del modelo capacitivo resistivo en el Pozo 12.

El modelo se corrió con el objetivo de reafirmar los resultados del análisis de inyección realizado de manera previa al Pozo 12, para esto se presentará el resumen del análisis mencionado. La **Figura 44** muestra de manera panorámica la ubicación del pozo en cuestión junto con los 2 pozos inyectoros existentes en los patrones aledaños.

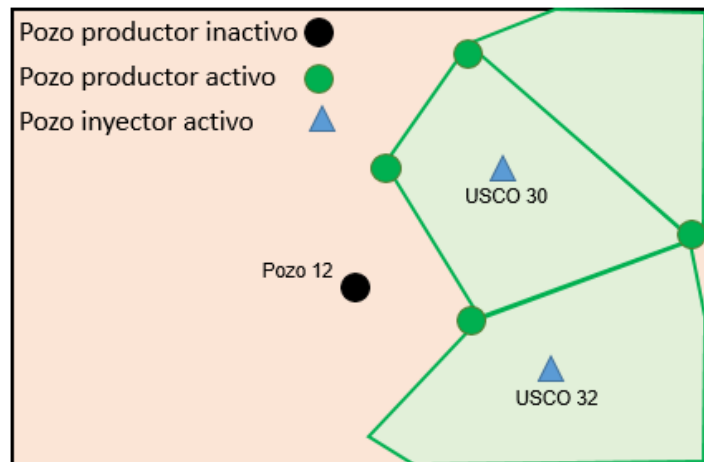


Figura 44. Esquema de ubicación del Pozo 12 respecto a patrones aledaños

Nota: Se el estado actual de la zona, el pozo USCO 32 fue puesto en línea antes que el pozo USCO 30.

El análisis de inyección partió de la curva histórica de producción que muestra la tasa de aceite, de fluidos y el corte de agua del pozo contra el tiempo. En la **Figura 45** se pueden apreciar las curvas.

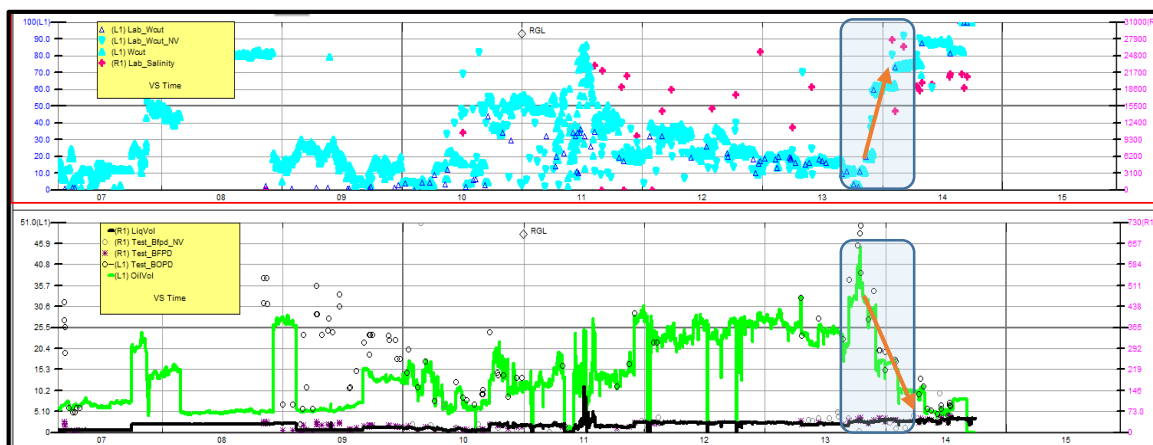


Figura 45. Curva Histórica de Producción del Pozo 12

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Dynamic Surveillance System; Archivo: Workbook Producer Analysis.

El Pozo 12 había sido productor solamente de la arena C, y tuvo un incremento considerable de corte de agua en diciembre de 2013, el pozo inyector USCO 30 entro en junio de 2013, el pozo USCO 32 ya inyectaba desde 2 años atrás en los que se observa como la producción no solo mejora, sino que se mantiene, además es de resaltar que el pozo USCO 30 empezó inyectando con sobre caudal por la unidad C1, con una rata de 64 bbl/ft. Esto se confirma con los dos perfiles de inyección registrados que aparecen en la **Figura 46**.

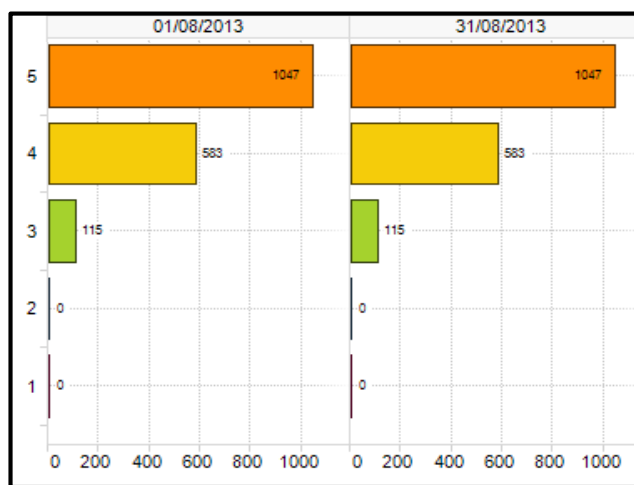


Figura 46. Perfiles de inyección del pozo USCO

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: TIBCO Spotfire; Archivo: Perfiles de inyección.

Nota: La numeración del margen izquierdo corresponde a los mandriles, es decir este pozo inyector tiene 5 mandriles en la configuración de la sarta, el mandril 5 está ubicado a la profundidad de la unidad C1. La arena C está dividida en 10 unidades

Teniendo en cuenta que el aumento del corte de agua coincide con la puesta en línea del pozo USCO 30, el cual empezó con sobre caudal por una unidad, se asume que hay una alta conectividad que debe ser controlada entre esta pareja de pozos. En la **Figura 47** se presentan una gráfica de influencia entre los dos pozos de interés.

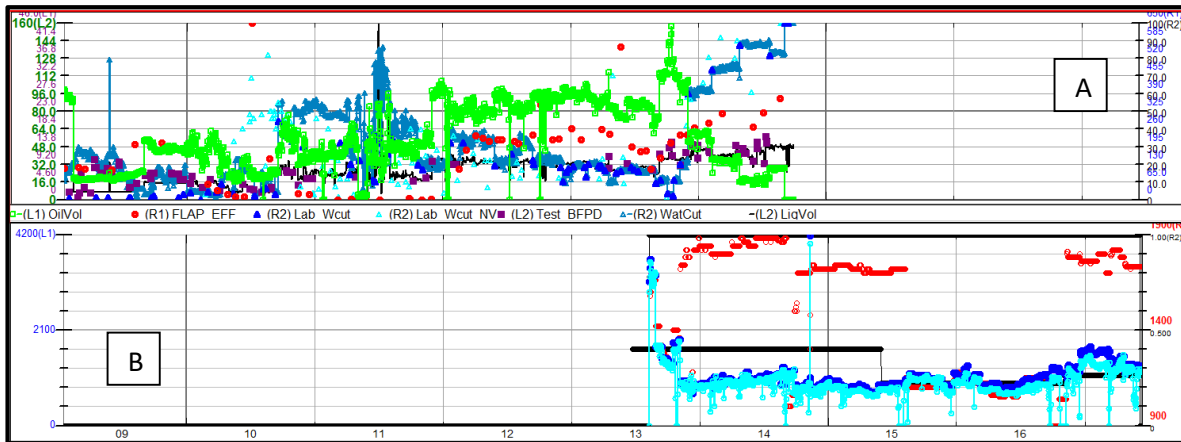


Figura 47. Gráfica de influencias entre el Pozo 12 y USCO 30

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Dynamic Surveillance System; Archivo: Workbook Influencias.

Del análisis realizado con los perfiles de inyección y las curvas históricas visualizadas en Dynamic Surveillance System se pudo concluir que es el pozo USCO 30 quien afecta considerablemente el desempeño del Pozo 12, gracias a una alta conectividad que mal manejada puede convertirse en una canalización.

Para empezar con el modelamiento en CRM es necesario seleccionar unos parámetros de entrada como se observa en la **Figura 48**, estos parámetros son: tipo de modelamiento, que como fue mencionado anteriormente será CRM P; número de pozos productores e inyectores y número de intervalos de tiempo, este último depende de la cantidad de datos históricos de producción e

Figura 48. Parámetros de entrada

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Microsoft Excel, CRM Generator

inyección que se vayan a introducir. Las unidades de la tasa de inyección ya están establecidas y el número de parámetros a ajustar es algo que el programa calcula.

Una vez introducidos los datos anteriores, se da clic en “Generate” y se activaran la siguiente serie de pestañas:

- **Producción Total:** En esta pestaña se podrá introducir todas las tasas históricas de producción, estos pueden ser valores mensuales, o diarios. Para el ejemplo se utilizó data diaria.

En la **Figura 49** se visualiza esta pestaña.

Total (Oil + Water) Production Data (Total BFPD)								
Date	Pozo 12	Pozo 116	Pozo 117	Pozo 118	Pozo 119	Pozo 120	Pozo 121	Pozo 122
Jan-13	32,1	31,9		424	236			
Jan-13	31,2	26,7		379	202			
Jan-13	33,3	35,8		460	262			
Jan-13	33,5	37		470	270			
Jan-13	32,8	36,5		463	266			
Jan-13	33,7	37,8		477	275			
Jan-13	33,5	39,1		487	285			
Jan-13	34,4	38,4		486	280			
Jan-13	33	36,4		483	277			
Jan-13	33,5	37,3		473	272			
Jan-13	33,7	38,3		482	279			
Jan-13	33,4	37,8		476	275			
Jan-13	33,3	37,8		476	275			
Jan-13	33,5	39,2		488	285			
Jan-13	33	37,8		474	275			
Jan-13	34,8	42,9		523	311			
Jan-13	34,2	41,6		509	302			
Jan-13	34,4	42		513	101			
Jan-13	31,9	43,2		525	91,3			
Jan-13	33,8	41,8		509	303			
Jan-13	34,6	42,1		515	305			
Jan-13	33,8	41,9		509	303			

Total Production	Injection	Coordinates	Distances	History Matching	Connecti
------------------	-----------	-------------	-----------	------------------	----------

Figura 49. Pestaña de producción total

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Microsoft Excel, CRM Generator

- **Inyección:** Esta pestaña se habilita para cargar las tasas de inyección históricas, ya sea mensual o diaria, lo que a su vez depende del tipo de dato que se haya introducido en la pestaña de producción total. Ver **Figura 50**.

Injection Data (Total BFPD)		
Date	USCO 32	USCO 30
Jan-13	2436	
Jan-13	2499	
Jan-13	1273	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	1083	
Jan-13	2300	
Jan-13	2288	
Jan-13	2311	
Jan-13	2290	
Jan-13	2283	
Jan-13	2412	
Jan-13	801	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	0	
Jan-13	1404	
Jan-13	2251	
Jan-13	2274	
Jan-13	2264	

Injection Coordinates

Figura 50. Pestaña de Inyección

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Microsoft Excel, CRM Generator

- **Coordenadas y Distancia:** Las coordenadas se introducen para hallar la distancia entre los pozos por medio de la **Ecuación 5**, lo que será de utilidad también para la generación del mapa que se obtiene como resultado del modelamiento. Ver **Figura 51 y 52**.

Ecuación 9

$$\text{Distancia} = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2}$$

Prod. ID	X Coordinate	Y Coordinate	Inj. ID	X Coordinate	Y Coordinate
Pozo 12	1034302	1256584	USCO 32	1034634	1256364
Pozo 116	1034118	1256576	USCO 30	1034601	1256708
Pozo 117	1034782	1256623			
Pozo 118	1034841	1256342			
Pozo 119	1034531	1256530			
Pozo 120	1034425	1256712			
Pozo 121	1034522	1256866			
Pozo 122	1034515	1256397			

Total Production Injection **Coordinates** Distances History Matching

Figura 51. Coordenadas

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Microsoft Excel, CRM Generator

Pro	In	USCO 32	USCO 30
Pozo 12		398,2763	323,6928
Pozo 116		557,853	500,7125
Pozo 117		298,3035	199,965
Pozo 118		208,1658	437,6711
Pozo 119		195,3586	191,2694
Pozo 120		405,9372	176,0454
Pozo 121		514,3423	176,6494
Pozo 122		123,4909	322,6717
		2701,728	2328,677

Distances History Matching

Figura 52. Distancia entre pozos

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Microsoft Excel, CRM Generator

Una vez se tienen todos los datos de entrada, se puede empezar a correr paso a paso el modelo. El paso número 1 llamado “Run Tank Model” que aparece en el programa no se realiza puesto que no se desea correr un modelo tanque que asume una sola entrada y una sola salida. Es recomendable que toda la data de producción e inyección de los pozos involucrados se tenga de manera previa a la ejecución del modelo, esto permitirá que los datos que se deben ingresar de

manera inicial (Figura 43) ya sean conocidos. La **Figura 53** muestra todos los pasos de la corrida.

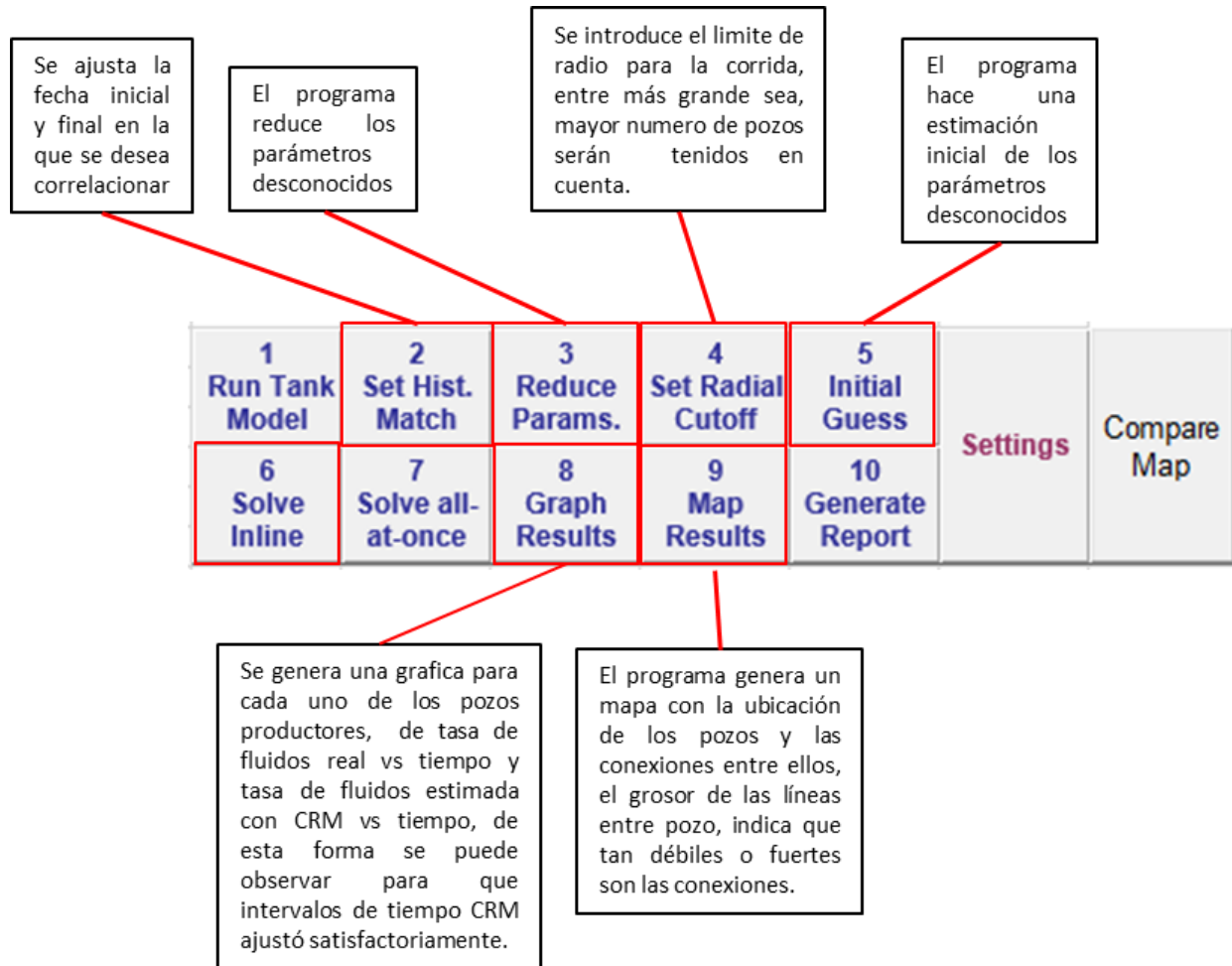


Figura 53. Pasos de la ejecución de CRM

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Microsoft Excel, CRM Generator

El mapa de resultados que genera CRM se ve en la **Figura 54**, donde se evidencia nuevamente una conexión fuerte entre el Pozo 12 y el pozo inyector USCO 30. Además, se aprecian las conexiones de los 2 pozos inyectores en cuestión con los otros pozos productores,

donde se evidencia que el pozo USCO 30 da soporte a alrededor de 6 pozos productores, mientras el pozo USCO 32 solo a 3.

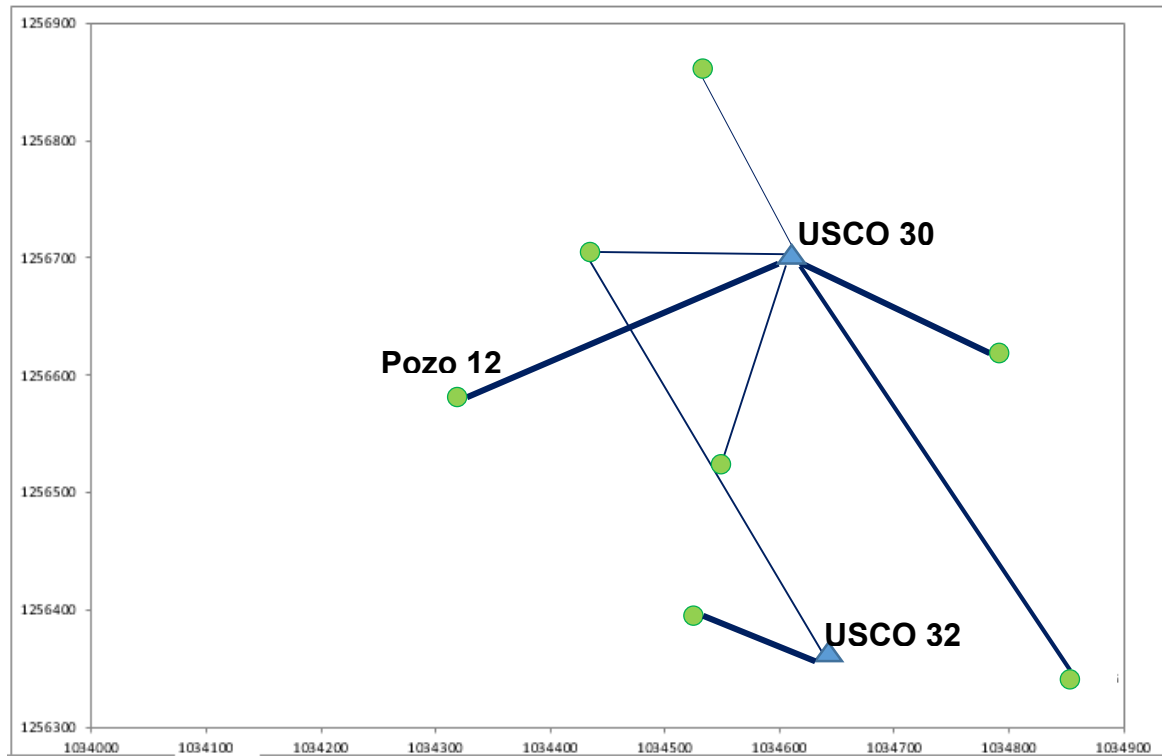


Figura 54. Mapa de conexiones

Fuente: Occidental de Colombia, Programa: Microsoft Excel, CRM Generator

De esta manera se implementó el modelo capacitivo resistivo en el análisis de inyección de agua, permitiendo verificar las conclusiones del análisis previo, 6 de los 8 pozos en los que se aplicó CRM dieron resultados favorables.

5. Conclusiones

- Se identificaron satisfactoriamente 44 pozos potenciales para retornar a producción en el 2017 y 2018, dentro del portafolio de pozos inactivos, a cada uno de ellos se les realizó una evaluación técnico económica, en la cual estuvieron involucradas distintas áreas operativas, lo que permitió definir acciones a seguir para todos los pozos candidatos.
- La herramienta desarrollada para la identificación de oportunidades en pozos inactivos consolida la información de estos pozos de manera automática, y estandariza la metodología presentada para el procesamiento de los mismos, logrando así un ahorro significativo en tiempo de análisis y además permite la identificación en el momento adecuado de oportunidades existentes en este portafolio de pozos.
- La reactivación de pozos como estrategia de incremento de producción en La Cira Infantas, es sin duda una alternativa viable en el escenario actual de precios bajos. Los resultados obtenidos con la evaluación económica confirman los beneficios monetarios de aplicar esta estrategia en el campo, puesto que trae consigo un incremental de aceite alto.
- El presente proyecto no solo da respuesta a los pozos con potencial de aceite, sino que también genera una recomendación de abandono a los pozos que no representan una oportunidad para la compañía, estos pozos con nulas probabilidades de volver a producción o inyección, ya han sido reemplazados por pozos nuevos. Por lo anterior desde esta estrategia se pudo aportar al

cumplimiento de la resolución 181495 emitida por el Ministerio de Minas y Energía, que estipula que un pozo no debe superar los 6 meses en inactividad y se le debe asignar un plan de acción.

6. Recomendaciones

- Generar una estrategia de monitoreo de presión con los pozos inactivos que no representan un potencial de aceite para retornar a producción en corto plazo, y que tampoco han sido reemplazados, de esta manera se tendrían estos pozos en el portafolio con la opción de reactivación para cuando las condiciones mejoren, como es el caso de los pozos que están fuera del patronamiento de inyección, así no solo se lograría tener unos activos que se puedan aprovechar cuando el campo se expanda, sino que también se cumpliría con la resolución 181495 emitida por el ministerio de minas.
- Toma de registros para determinar la integridad del revestimiento previo a los trabajos definidos para la reactivación de los pozos

7. Referencias

- Agencia nacional de hidrocarburos. (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos*. Santa Fe de Bogotá: Autor. Recuperado el 10 de Mayo de 2017, de <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (21 de Diciembre de 2016). *Resolución 1610 de 2016*. Recuperado el 21 de Mayo de 2017, de Sitio web de ANLA: http://www.anla.gov.co/sites/default/files/res_1610_21122016_ct_6792_cd_d.pdf
- Bargsted, C., & Kettlun, A. (s.f). *Departamento de ciencias de la computación Universidad de Chile*. Recuperado el 19 de Mayo de 2017, de Sitio web DCC: <https://users.dcc.uchile.cl/~anpereir/evaluacion/>
- Barrera Montaña, J. S., & James Villamizar, R. A. (2016). En J. S. Barrera Montaña, & R. A. James Villamizar, *Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)* (pág. 63). Santa Fe de Bogotá, Colombia: Fundación Universitaria de America. Recuperado el 21 de Mayo de 2017, de <http://hdl.handle.net/20.500.11839/127>
- Da Silva, A. (23 de Abril de 2010). *La comunidad petrolera*. Recuperado el 20 de Mayo de 2017, de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2010/04/eficiencia-de-barrido-areal-ea.html>
- Dengo, C. A., & Covey, M. C. (8 de Enero de 1993). Structure of the Eastern Cordillera of Colombia; implications for trap styles and regional tectonics. *AAPG Bulletin*, 77. Recuperado el 10 de Mayo de 2017
- Departamento Nacional de Planeación. (2007). Marco jurídico y conceptos legales. En P. Marino (Ed.), *Actualización de la cartilla: "Las regalías en Colombia"* (pág. 11). Santa Fe de Bogotá. Recuperado el 22 de Mayo de 2017, de https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/Cartilla_las_regal%C3%ADas_en_colombia2008.pdf
- Director Ejecutivo del Grupo recursos industriales de Accenture. (26 de Abril de 2016). La tecnología digital podría salvar la industria petrolera. *Revista Forbes*. Recuperado el 23 de Mayo de 2017, de <https://www.forbes.com.mx/la-tecnologia-digital-podria-salvar-la-industria-petrolera/>

Ecopetrol. (1999). *Evaluación integrada de yacimientos del campo La Cira Infantas*. Santafe de Bogotá: Autor. Recuperado el 5 de Mayo de 2017

Espinosa, C., & Torres, K. (26 de Mayo de 2015). *Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados*. Recuperado el 17 de Mayo de 2017, de Biblioteca Digital Universidad de San Buenaventura:
<http://bibliotecadigital.usb.edu.co:8080/handle/10819/2614?mode=full>

Herrera García, B. (2013). *Biblioteca Central Pedro Zulen*. Recuperado el 20 de Mayo de 2017, de Biblioteca Central Pedro Zulen:
http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/quipukamayoc/2008_1/a11.pdf

Holanda, R. W. de, Gildin, E., & Jensen, J. L. (2015, November 18). *Improved Waterflood Analysis Using the Capacitance-Resistance Model Within a Control Systems Framework*. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/177106-MS

Instituto colombiano de geología y minería Ingeominas. (2008). *Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100.000 de la plancha 119 Barrancabermeja*. Instituto colombiano de geología y minería Ingeominas. Santa Fe de Bogotá: Autor. Recuperado el 11 de Mayo de 2017, de
http://aplicaciones1.sgc.gov.co/Bodega/i_vector/230/08/0100/24350/documento/pdf/2105243501101000.pdf

Kansao, R., Yrigoyen, A., Haris, Z., & Saputelli, L. (2017, June 12). *Waterflood Performance Diagnosis and Optimization Using Data-Driven Predictive Analytical Techniques from Capacitance Resistance Models CRM*. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/185813-MS

Muñoz Serna, H. M. (27 de Noviembre de 2014). *Actualícese*. Recuperado el 19 de Mayo de 2017, de Actualícese: <https://actualicese.com/actualidad/2014/11/27/el-valor-presente-neto-como-herramienta-basica-para-evaluacion-de-proyectos/>

Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. En M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (pág. 5). Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.

Paris de Ferrer, M. (2001). Métodos convencionales de recobro adicional. En M. Paris de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (págs. 11-12). Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

- Ramírez, E., & Cajigas Romero, M. (2004). Análisis del área de contabilidad. En E. Ramírez, & M. Cajigas Romero, *Proyectos de inversión competitivos: Formulación y evaluación de proyectos de inversión con visión emprendedora estratégica* (págs. 218, 219). Palmira: Universidad Nacional de Colombia.
- Rodriguez Figueroa, H. (15 de Septiembre de 2017). Matemáticas financieras-material de apoyo. Santa Fe de Bogotá, Bogotá: Autor.
- Schlumberger. (S.f). *Eficiencia de barrido vertical*. Recuperado el 21 de Mayo de 2017, de Oil Field Glossary: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/vertical_sweep_efficiency.aspx
- Schlumberger. (S.f). *Potencial espontáneo*. Recuperado el 20 de Mayo de 2017, de Oil Field Glossary: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/spontaneous_potential.aspx
- Schlumberger. (S.f). *Registro de resistividad*. Recuperado el 21 de Mayo de 2017, de Oil Field Glossary: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/resistivity_log.aspx
- Serrano Rodriguez, J. (2010). Indicadores para medir la bondad económica de un proyecto de inversión. En J. Serrano Rodriguez, *Matemáticas financieras y evaluación de proyectos* (Segunda ed., pág. 91). Santa Fe de Bogotá: Alfaomega.
- TIBCO Software Inc. (S.f). *TIBCO Spotfire*. Recuperado el 22 de Mayo de 2017, de <https://spotfire.tibco.com/>
- Velayos, V. (Sf). *Economipedia*. Recuperado el 20 de Mayo de 2017, de Economipedia: <http://economipedia.com/definiciones/payback.html#comments>
- Weber, D., Edgar, T. F., Lake, L. W., Lasdon, L. S., Kawas, S., & Sayarpour, M. (2009, January 1). Improvements in Capacitance-Resistive Modeling and Optimization of Large Scale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/121299-MS
- Wikiteca. (29 de Marzo de 2009). *Producción*. Recuperado el 22 de Mayo de 2017, de Wikiteca: <https://www.wikiteca.com/apuntes/produccion-6/>