

**DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCION DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN  
EN EL CAMPO RIO CEIBAS**

**PAOLA ANDREA SANJUAN VANEGAS  
INGRID LORENA ESPAÑA ENDO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA PETRÓLEOS  
NEIVA, HUILA  
2014**

**DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCION DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN  
EN EL CAMPO RIO CEIBAS**

**PAOLA ANDREA SANJUAN VANEGAS  
INGRID LORENA ESPAÑA ENDO**

**Trabajo de grado para optar el título de Ing. De Petróleos**

**Director:**

**LUIS ENRIQUE MANTILLA  
Ingeniero de Petróleos, docente**

**Asesor:**

**OLGA DEL PILAR CASTILLO SANCHEZ  
Ingeniero de Petróleos, ECOPETROL S.A**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA PETRÓLEOS  
NEIVA, HUILA  
2014**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**Director – LUIS ENRIQUE MANTILLA**

---

**Jurado – LUIS HUMBERTO ORDUZ**

---

**Jurado – ERVIN ARANDA ARANDA**

**Neiva, 4 de Febrero de 2014**

*Cada persona, en su existencia, puede tener dos actitudes: construir o plantar. Los constructores un día terminan aquello que estaban haciendo y entonces les invade el tedio. Los que plantan a veces sufren con las tempestades y las estaciones, pero el jardín jamás para de crecer.*

**PAULO COELHO**

A Dios por darnos la maravillosa oportunidad de existir en este mundo y permitir compartir nuestras vidas con aquellos seres que independientemente de las enseñanzas, nos han hecho mejorar humana y académicamente, entendiendo el significado de ser útil y de valor en este corto pero gratificante paso por la vida.

**DEDICA**

**INGRID LORENA ESPPAÑA ENDO  
PAOLA ANDREA SANJUAN VANEGAS**

*Ante todo doy gracias a DIOS por el maravilloso regalo de vida que me ha obsequiado, por brindarme sabiduría y fortaleza en todas las situaciones enfrentadas porque a pesar de que he caído a lo largo del camino de la vida Él siempre me ha levantado y ayudado a seguir adelante con amor y entusiasmo. Gracias por todas tus Bendiciones.*

*A mi madre MARTHA LILIANA ENDO ORTIZ, por ser la persona que me ha enseñado el significado de amar y ayudar al prójimo sin interés alguno, a ser una mujer fuerte y capaz para enfrentar las situaciones que nos da la vida siempre caminando de la mano de Dios, a realizar con todo el interés necesario los proyectos emprendidos, a velar por mis ideales que al final tiene un gran valor agregado si se beneficia un conjunto. Gracias a esa mujer que siempre ha luchado por una mejor calidad de vida para sus hijos, porque nos ha dado mucha fortaleza y enseñado a creer que las metas planteadas son logradas gracias a nuestro compromiso. Gracias por estar en todos los momentos que han hecho de mí una mejor mujer. Te amo tanto, que nunca dejare de demostrar este inmenso amor que siento por esa mujer de Dios, MI MAMÁ.*

*A mi padre JOSE RICARDO ESPAÑA, por resaltar que la más valiosa herencia o riqueza que puede dejar un padre a sus hijos es la educación. Por enseñarme con sus experiencias de vida lo maravilloso que es ser una persona honesta, tolerante, respetuosa y siempre enfrentando las situaciones de vida con actitud de solución.*

*A mis hermanos MARIA ALEJANDRA ESPAÑA ENDO y JUAN DAVID ESPAÑA ENDO por todo el amor brindado y por todos los momentos compartidos los cuales nos han ayudado a ser muy unidos.*

*A LUIS FERNANDO OLIVEROS por su amor y compromiso desinteresado, por su apoyo y voz de aliento frente a las diferentes situaciones vividas tanto personales como académicas, por todos esos momentos que me han hecho sentir única y feliz.*

**INGRID LORENA ESPAÑA ENDO**

*Primero y antes que nada agradecerle a Dios porque es quien permite que las cosas sucedan, por darme fuerzas y sabiduría en cada paso que doy, por protegerme y acompañarme siempre, gracias por todas tus bendiciones.*

*A mis padres Ana Lucía Vanegas y Gustavo Sanjuán Trujillo, porque me enseñaron que en esta vida es necesario de los sacrificios para alcanzar nuestros logros, que las cosas no llegan por sí solas, hay que lucharlas. Gracias por inculcarme la importancia de ser una mujer independiente, por su apoyo y empeño para que yo saliera adelante, que me permiten hoy recibir mi título como ingeniera de petróleos, sé que no fue fácil y valoraré y agradeceré toda mi vida ese gran esfuerzo, los amo con todo mi corazón.*

*A mi hermanito Gustavo Andrés por todo su amor y ternura, es la razón de mi vida y es quien me anima a continuar, por él me superaré cada día. Igualmente a mis hermanos Gloria y Wilder, porque a pesar de todo son mis hermanos y los quiero, siempre estarán en mi pensamiento en cada cosa que haga.*

*A Juan por su apoyo incondicional, por estar ahí siempre y enseñarme a ser una mujer fuerte y prepararme de alguna manera para todo lo que se viene de aquí en adelante, siempre ocupará un lugar muy especial en mi corazón.*

*A mis amigos por su compañía y colaboración durante toda la carrera, por todos los momentos compartidos, los recordaré siempre.*

**PAOLA ANDREA SANJUAN VANEGAS**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresan sus agradecimientos a:

**OLGA DEL PILAR CASTILLO;** Ingeniera de Petróleos, supervisora de Ingeniería de Yacimientos Campo Rio Ceibas, ECOPETROL S.A. y asesora del proyecto de grado, por permitirnos desarrollar tan importante trabajo para nosotras como estudiantes y próximas ingenieras de petróleo; por su valiosa colaboración y enseñanza, quien junto con sus conocimientos y experiencia nos ayudó a abordar dicho proyecto con entusiasmo y dedicación.

**JORGE ENRIQUE MANTILLA;** Ingeniero de Petróleos, profesor de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, director del proyecto. Por su colaboración y total disposición en la ejecución del proyecto; gran profesor y persona quien con su experiencia y profesionalismo nos aportó enseñanzas que nos permitieron obtener excelentes resultados en este proyecto.

**ORLANDO MAYORGA;** Msc. en Ingeniería catastral y Geodesia, profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos, por compartirnos con humildad a lo largo de la academia su conocimiento en las áreas dictadas; por brindarnos su colaboración y paciencia en todo momento que recurriamos a él.

**ERVIN ARANDA ARANDA;** Ingeniero de Petróleos, por su valiosa enseñanza y colaboración a lo largo de la carrera lo cual nos ha permitido proyectarnos como verdaderos profesionales.

**LUIS HUMBERTO ORDUZ;** Ingeniero de Petróleos, por educarnos para la vida profesional y dedicarnos parte de su tiempo en la asesoría del proyecto.

**ECOPETROL S.A.** por brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto, el cual nos aportó muchos conocimientos y nos permitió poder afianzar lo aprendido a lo largo de los cinco años de estudio en la universidad.

**La Universidad SURCOLOMBIANA,** por brindarnos la oportunidad de poder educarnos para la vida y para la profesión.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>15</b>
<b>1 GENERALIDADES DEL CAMPO RIO CEIBAS .....</b>	<b>17</b>
1.1 Reseña Histórica del Campo.....	17
1.2 Localización .....	20
1.3 Características Generales del Yacimiento .....	20
1.4 Propiedades Generales de Roca y Fluidos .....	22
1.5 Distribución y Estado de los Pozos .....	22
<b>2 GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO .....</b>	<b>26</b>
2.1 Geología Regional .....	26
2.2 Estratigrafía.....	29
2.3 Modelo Estratigráfico .....	30
2.4 Modelo Estructural .....	32
2.5 Características y Modelo de Depositación de las Arenas Productoras de la Formación Honda.....	33
<b>3 METODOLOGÍA PARA LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN.....</b>	<b>34</b>
3.1 Información Base.....	34
3.2 Recopilación, clasificación y organización de la información .....	34
3.3 Modelos para la Determinación de la distribución de la producción e inyección .....	35
3.3.1 Distribución usando registros PLT/ILT .....	36
3.3.2 Distribución usando petrofísica .....	36
3.3.3 Distribución por análisis de eventos.....	36
3.4 Tabulación de los Resultados de acumulados distribuidos.....	37
3.4.1 Formato que alimenta el Software OFM.....	37
3.4.2 Formato que alimenta el software SAHARA .....	38
3.5 Calculo del factor de recobro y volumen poroso inyectado de agua y gas por bloque y arena .....	39
3.5.1 Calculo para inyección de agua .....	39
3.5.2 Calculo para inyección de gas.....	39
3.6 Esquema Utilizado para el Análisis de Resultados .....	40

<b>4 UBICACIÓN DE LOS POZOS INYECTORES Y SU CONECTIVIDAD CON LAS ARENAS DE LOS POZOS PRODUCTORES POR BLOQUE .....</b>	<b>42</b>
4.1 Bloque A.....	42
4.1.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas.....	42
4.2 Bloque B.....	44
4.2.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas.....	44
4.3 Bloque C.....	49
4.3.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas.....	49
4.4 Bloque D.....	50
4.4.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas.....	50
4.5 Bloque E.....	51
4.5.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas.....	51
4.6 Bloques F y G .....	52
4.6.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas.....	52
<b>5 EVALUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN POR BLOQUE/ARENA Y POSIBLES RECOMENDACIONES .....</b>	<b>55</b>
5.1 Producción de petróleo e inyección de agua por bloque y arena.....	55
5.1.1 Np por Bloque y Arena.....	55
5.1.2 Inyección de agua por bloque y arena .....	56
5.2 OOIP por Bloque y Arena.....	57
5.3 Factor de Recobro vs Volumen Poroso inyectado de Agua por Bloque y Arena.....	59
5.4 Factor de Recobro vs Volumen Poroso inyectado de Gas por Bloque y Arena .....	60
5.5 Análisis por Tendencia de Eventos e influencia de Pozos Inyectores sobre Pozos Productores por Bloque .....	61
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>101</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>103</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>105</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>106</b>

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comportamiento Histórico de la Producción e Inyección de Agua del Campo .....	18
Gráfica 2. Comportamiento Histórico de la Producción e Inyección de Gas del Campo .....	19
Gráfica 3. Actividad Actual de los Completamientos del Campo Rio Ceibas .....	25
Gráfica 4. OOIP de Arenas Superiores por Bloque .....	58
Gráfica 5. OOIP de Arenas Basales por Bloque .....	58
Gráfica 6. Factor de Recobro vs Volumen Poroso de Agua Inyectada por Bloque/Arena .....	59
Gráfica 7. Factor de Recobro vs Volumen Poroso de Gas Inyectado por Bloque/Arena .....	61
Gráfica 8. Historia de Producción e Inyección de Agua en el Bloque A .....	62
Gráfica 9. Historia de Producción e Inyección de Gas en el Bloque A .....	63
Gráfica 10. Influencia del RIC-013L al RIC-004 .....	64
Gráfica 11. Influencia del RIC-013L al RIC-032 .....	64
Gráfica 12. Influencia del RIC-014 al RIC-003.....	65
Gráfica 13. Influencia del RIC-014 al RIC-007.....	66
Gráfica 14. Influencia del RIC-014 al RIC-011.....	66
Gráfica 15. Influencia del RIC-014 al RIC-012.....	67
Gráfica 16. Influencia del RIC-014 al RIC-019.....	67
Gráfica 17. Influencia del RIC-021 al RIC-005.....	68
Gráfica 18. Influencia del RIC-001 (Inyector de Gas) al RIC-005.....	69
Gráfica 19. Influencia del RIC-001 (Inyector de Gas) al RIC-006.....	70
Gráfica 20. Influencia del RIC-001 (Inyector de Gas) al RIC-012.....	70
Gráfica 21. Comportamiento de la Producción del RIC-011 vs la Inyección de Gas del RIC-009ST.....	72
Gráfica 22. Historia de Producción e Inyección de Agua en el Bloque B .....	73
Gráfica 23. Influencia del RIC-025 (Inyector de Agua) al RIC-067.....	74
Gráfica 24. Influencia del RIC-025 al RIC-015.....	74
Gráfica 25. Influencia del RIC-025 al RIC-035.....	75
Gráfica 26. Influencia del RIC-046 al RIC-084.....	76
Gráfica 27. Influencia del RIC-085 al RIC-034.....	77
Gráfica 28. Influencia del RIC-086 al RIC-054.....	77
Gráfica 29. Influencia del RIC-086 al RIC-084.....	78
Gráfica 30. Influencia del RIC-086 al RIC-036.....	78
Gráfica 31. Influencia del RIC-049 al RIC-030.....	79
Gráfica 32. Influencia del RIC-049 al RIC-035.....	80
Gráfica 33. Influencia del RIC-049 al RIC-041.....	80

<b>Gráfica 34. Influencia del RIC-049 al RIC-027.....</b>	<b>81</b>
<b>Gráfica 35. Influencia del RIC-050 al RIC-024ST .....</b>	<b>82</b>
<b>Gráfica 36. Influencia del RIC-050 al RIC-027.....</b>	<b>82</b>
<b>Gráfica 37. Influencia del RIC-033 al RIC-030.....</b>	<b>83</b>
<b>Gráfica 38. Influencia del RIC-033 al RIC-051.....</b>	<b>84</b>
<b>Gráfica 39. Influencia del RIC-033 al RIC-055.....</b>	<b>84</b>
<b>Gráfica 40. Influencia del RIC-033 al RIC-035.....</b>	<b>85</b>
<b>Gráfica 41. Influencia del RIC-018 al RIC-024ST .....</b>	<b>86</b>
<b>Gráfica 42. Influencia del RIC-018 al RIC-054.....</b>	<b>87</b>
<b>Gráfica 43. Influencia del RIC-029 al RIC-054.....</b>	<b>88</b>
<b>Gráfica 44. Influencia del RIC-044 al RIC-030.....</b>	<b>89</b>
<b>Gráfica 45. Influencia del RIC-044 al RIC-041.....</b>	<b>89</b>
<b>Gráfica 46. Influencia del RIC-044 al RIC-086.....</b>	<b>90</b>
<b>Gráfica 47. Influencia del RIC-089 al RIC-039.....</b>	<b>91</b>
<b>Gráfica 48. Influencia del RIC-089 al RIC-054.....</b>	<b>91</b>
<b>Gráfica49. Influencia del RIC-089 al RIC-055.....</b>	<b>92</b>
<b>Gráfica 50. Historia de Producción e Inyección de Agua en el Bloque C .....</b>	<b>93</b>
<b>Gráfica 51. Influencia del RIC-087 al RIC-064.....</b>	<b>94</b>
<b>Gráfica 52. Historia de Producción en el Bloque D .....</b>	<b>95</b>
<b>Gráfica 53. Historia de Producción e Inyección en el Bloque G.....</b>	<b>98</b>
<b>Gráfica 54. Influencia del RIC-058 al RIC-040.....</b>	<b>99</b>

## LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Características del Yacimiento del Campo Rio Ceibas .....	21
Tabla 2. Propiedades de Roca y Fluidos del Campo Rio Ceibas.....	22
Tabla 3. Distribución de Pozos en el Campo Rio Ceibas .....	24
Tabla 4. Distribución de Completamientos Inyectores en el Campo Rio Ceibas .....	25
Tabla 5. Clasificación de los Ciclos Estratigráficos por Formación en el Campo Rio Ceibas.....	30
Tabla 6. Formato que alimenta la base de datos del software OFM.....	37
Tabla 7. Formato que alimenta la base datos del Software SAHARA .....	38
Tabla 8. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Agua RIC-013L.....	43
Tabla 9. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Agua RIC-014.....	43
Tabla 10. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Agua RIC-021 .....	43
Tabla 11. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Gas RIC-001 .....	44
Tabla 12. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Gas RIC-009ST .....	44
Tabla 13. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-025.....	45
Tabla 14. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-046.....	46
Tabla 15. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-085.....	46
Tabla 16. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-049.....	46
Tabla 17. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-050.....	46
Tabla 18. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-033.....	47
Tabla 19. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-010.....	47
Tabla 20. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-018.....	47
Tabla 21. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-029.....	48
Tabla 22. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-044.....	48
Tabla 23. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-089.....	48
Tabla 24. Conectividad entre Arenas para el Bloque C.....	49
Tabla 25. Conectividad entre Arenas (Bloque D y C) .....	50
Tabla 26. Conectividad entre Arenas (Bloque D y E) .....	51
Tabla 27. Conectividad entre Arenas (Bloque E y C) .....	52
Tabla 28. Conectividad entre Arenas (Bloque E y B) .....	52
Tabla 29. Conectividad entre Arenas (Bloque F y G – Inyector de Gas) .....	53
Tabla 30. Conectividad entre Arenas (Bloques E, F y G) .....	54

## LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Localización Campo Rio Ceibas .....	20
Figura 2. Mapa de Bloques Estructurales Campo Rio Ceibas .....	23
Figura 3. Ubicación del Campo Rio Ceibas Sobre el Mapa Geológico de la Cuenca del VSM.....	26
Figura 4. Sección Estructural de la Subcuenca de Neiva .....	27
Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada del VSM .....	28
Figura 6. Columna Estratigráfica Presente en el Campo Rio Ceibas .....	29
Figura 7. Esquema de Distribución de Ambiente de Depósitos para las Arenas Productoras del Campo Rio Ceibas .....	30
Figura 8. Registro Tipo RIC-036.....	31
Figura 9. Alto de Rio Ceibas - Alto Estructural bastante amplio con un rumbo aproximado norte - sur.....	32
Figura 10. Esquema del procedimiento para el cálculo de la distribución de la producción e inyección.....	35
Figura 11. Factor de Recobro vs Volumen Poroso Inyectado .....	41
Figura 12. Ubicación de Pozos en el Bloque .....	42
Figura 13. Ubicación de Pozos en el Bloque B .....	45
Figura 14. Ubicación de Pozos en el Bloque C.....	49
Figura 15. Ubicación de Pozos en el Bloque D.....	50
Figura 16. Ubicación de Pozos en el Bloque E .....	51
Figura 17. Ubicación de Pozos en los Bloques F y G .....	53
Figura 18. Np por Bloque para las Arenas Superiores.....	56
Figura 19. Np por Bloque para las Arenas Basales.....	56
Figura 20. Wi por Bloque para las Arenas Superiores .....	57
Figura 21. Wi por Bloque para las Arenas Basales .....	57

## **LISTA DE ANEXOS**

<b>ANEXO A. MAPAS DE BURBUJAS POR CAMPO Y BLOQUE.....</b>	<b>104</b>
<b>ANEXO B. FORMATO DE EXCEL UTILIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN.....</b>	<b>116</b>

## **RESUMEN**

**TITULO:** DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCION DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN EN EL CAMPO RIO CEIBAS.

### **DESCRIPCIÓN:**

Este proyecto presenta el resultado obtenido de la distribución de la producción e inyección del campo Rio Ceibas, que se realizó teniendo en cuenta pruebas de producción e inyección, eventos y petrofísica e incorporando análisis realizados con el Software OFM.

El objetivo principal es determinar la distribución de la producción e inyección por bloque y por arena productora del campo Rio Ceibas, con el fin de poseer un conocimiento claro acerca del aporte de los fluidos en los bloques-arenas para observar a futuro cual/les cambios en el modelo de inyección deben ser realizados, además de analizar los resultados de los trabajos de workover implementados en el campo.

La información disponible de geología, yacimientos, historia y producción es limitada, y presenta actualización previa a 2013, permitiendo el desarrollo del presente estudio.

Para llevar a cabo el proyecto, se organizó entre otros datos, los eventos representativos ocurridos en los pozos a través del tiempo en un formato de trabajo asignado por ECOPETROL S.A. Adicionalmente se registraron datos importantes de los pozos, tales como petrofísica, intervalos cañoneados y registros de producción e inyección, para posteriormente seleccionar el método adecuado de distribución. Con los datos obtenidos de la distribución y posteriores cálculos se clasifican los bloques y arenas de acuerdo al modelo propuesto por ECOPETROL S.A para así generar las posibles recomendaciones.

## INTRODUCCIÓN

Cuando ECOPETROL S.A asumió la explotación del campo Rio Ceibas en 2012, esta compañía no contaba con datos y estudios detallados que pudieran dar una clara visión sobre la adecuada explotación del campo. Debido al poco conocimiento en el comportamiento de la producción e inyección en los bloques, ECOPETROL S.A decidió adelantar diferentes estudios, dentro de los cuales se encuentra la distribución de la producción e inyección de fluidos por bloque y por arena representativa.

Para llevar a cabo el proyecto fue necesario conocer las características principales del yacimiento, una de ellas muy importante es la presencia de dos paquetes de arenas (Superiores y Basales), divididas verticalmente debido a las diferencias de presiones y propiedades de los fluidos, lo que hace necesario que sean explotadas de manera diferente.

El campo desde sus inicios experimentó un aumento en la producción de crudo gracias a las perforaciones de pozos, sin embargo a principios de 1999 comenzó una disminución brusca de petróleo, lo que conllevó a iniciar un proyecto de recuperación secundaria con inyección de agua, principalmente a niveles de las arenas superiores. Aun cuando la inyección de agua presentó resultados positivos en la producción de petróleo, se evidenció el marcado incremento del corte de agua del campo, pasando de 6% a comienzos del 2002 a 70% a finales del 2007; lo anterior, producto del proyecto de inyección de agua iniciado en Agosto de 1999.

# 1 GENERALIDADES DEL CAMPO RIO CEIBAS

## 1.1 Reseña Histórica del Campo

El campo Rio Ceibas formó parte del contrato Asociación Caguán celebrado el 1º de Enero de 1984 entre la compañía Huilex, con una participación del 50% y Ecopetrol con el 50% restante.

Huilex operó el proyecto hasta el 27 de Marzo de 1986, donde la operación paso a manos de la compañía Esso Colombiana Limited, quien en Abril de 1988 perforó el pozo exploratorio RIC 001, donde se evidenció un área que contenía hidrocarburo lo cual obligó a la compañía a solicitar a mediados de 1989 un permiso para comercializar el área de interés.

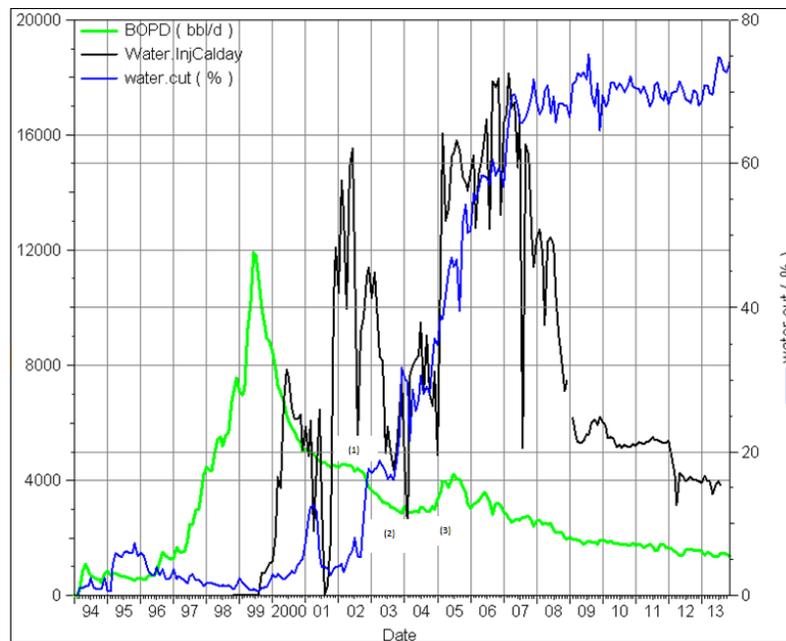
El 26 de febrero de 1990 Ecopetrol aprobó un permiso a la ESSO y asociados para explotar bajo su cuenta el pozo RIC 001. En 1992, se perforó el pozo RIC-003 ratificando la existencia de un campo de petróleo y gas y consecuentemente aprobándose la comercialidad del campo por parte de Ecopetrol el 20 de abril de 1993. El campo entró a producción comercial el 19 de Enero de 1994. Sin embargo, hasta 1995 solo se habían perforado 5 pozos, los cuales en conjunto producían cerca de 500 bopd.

En julio de 1995 Petrobras International Braspetro B.V. adquirió la totalidad de participación de la ESSO en torno al contrato Asociación Caguán. Petrobras como operador del campo, implementó un programa de reevaluación técnica y económica que llevo a una substancial ampliación del yacimiento, además de la revitalización del 'play' Honda en la cuenca. Después de casi cinco años, este programa resultó en la ampliación del campo Rio Ceibas de 456 acres a 1674, probándose aceite en nuevos compartimientos estructurales y en varios niveles de arenas reservorio descubiertas.

En 1999 se inició la inyección de agua como método de recuperación secundaria y soporte de presión en las arenas superiores y en Agosto de 2001 en las arenas basales. Años más tarde lo complementaron con pozos inyectoros de gas. El 31 de diciembre del 2011 el contrato de asociación culminó, donde Petrobras Colombia concluyó su rol como operador del Campo Rio Ceibas y el 1º de Enero de 2012 Ecopetrol asumió el control de las operaciones del campo.

Antes de la inyección la producción del campo incrementó de manera significativa hasta llegar a un máximo de cerca de 12000 bopd a mediados de 1999; posteriormente se presentó una disminución drástica del 25% en la producción de petróleo, llegando hasta 9000 bopd a finales del mismo año, por lo que fue necesario implementar el proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua.

La producción histórica del campo ha ido disminuyendo, sin embargo, la pendiente de declinación se ha suavizado comparada con la obtenida antes de la inyección de agua (1). Así mismo, es evidente el marcado incremento del corte de agua del campo, pasando de 6% a comienzos del 2002 a 70% a finales del 2007, lo que indica que a partir del año 2002 posiblemente se alcanzó el punto de breakthrough, donde la producción del fluido inyectado es mayor que la de petróleo. Todo lo anterior se puede observar en la Gráfica 1.

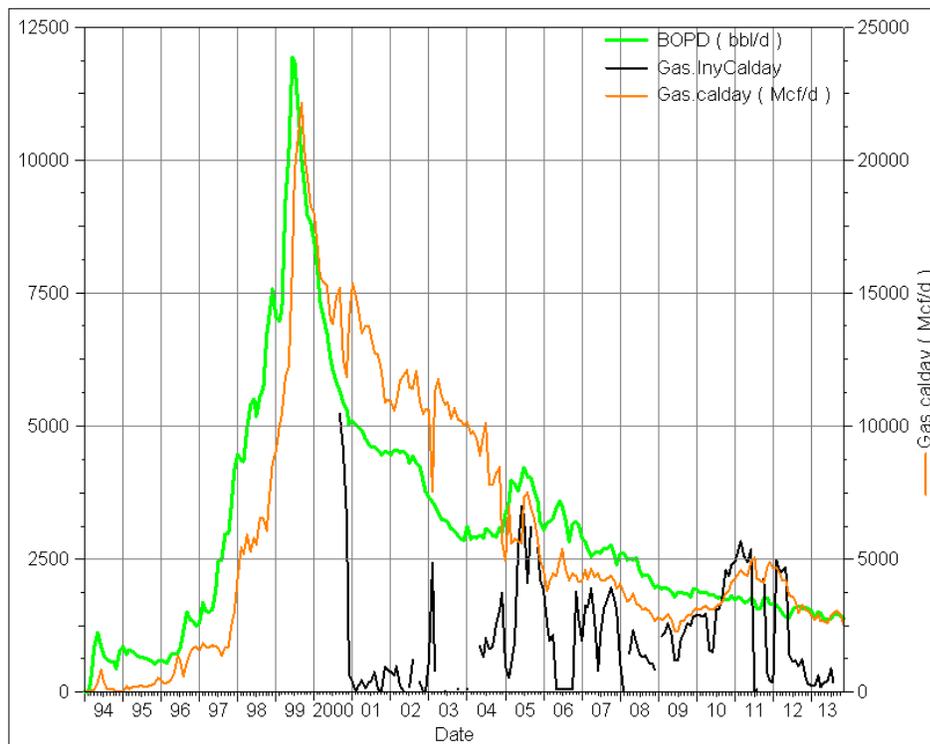


**Gráfica 1. Comportamiento Histórico de la Producción e Inyección de Agua del Campo**

A principios de 2005 el campo experimentó nuevas perforaciones y trabajos como estimulaciones y cañoneos, además de nuevas conversiones a pozos inyectoras de agua, lo cual incrementó la producción de crudo; este comportamiento es similar para el bloque B el cual es el que mayormente influye en la producción e inyección general del campo. Lo anterior es posible visualizar en los mapas de burbuja generados para el campo antes y después de la inyección de agua, que se encuentran en el Anexo A.

Así mismo, la inyección de gas en el campo inició oficialmente en agosto del 2000, a partir de la conversión del pozo RIC-001 a inyector de gas en el bloque A por las arenas superiores. Debido a los buenos resultados en producción de aceite y la baja tasa de declinación del bloque A, como también la ausencia de soporte de inyección de agua en el bloque G, se realizó la conversión de 3 pozos (RIC-009ST, 058 y 090) a inyectores de gas, a causa de su baja productividad y bajo potencial a finales de 2011. A partir de ahí se convirtieron otros pozos, entre esos uno del bloque C (RIC-082), pero en la actualidad existen solamente 3 pozos que inyectan gas, 2 en el bloque A y 1 en el bloque G. Todos los pozos han inyectado gas por las arenas superiores y directamente en la capa de gas.

De acuerdo a lo anterior, la inyección de gas en el campo no ha sido tan masiva como lo ha sido la inyección de agua, debido a que históricamente la inyección de gas se ha implementado principalmente a manera de almacenamiento más que como recobro mejorado. Al mismo tiempo ha funcionado como soporte de presión en las zonas donde hay ausencia o pérdida de inyectividad, lo que ha permitido que la declinación de aceite sea relativamente baja (Gráfica 2).

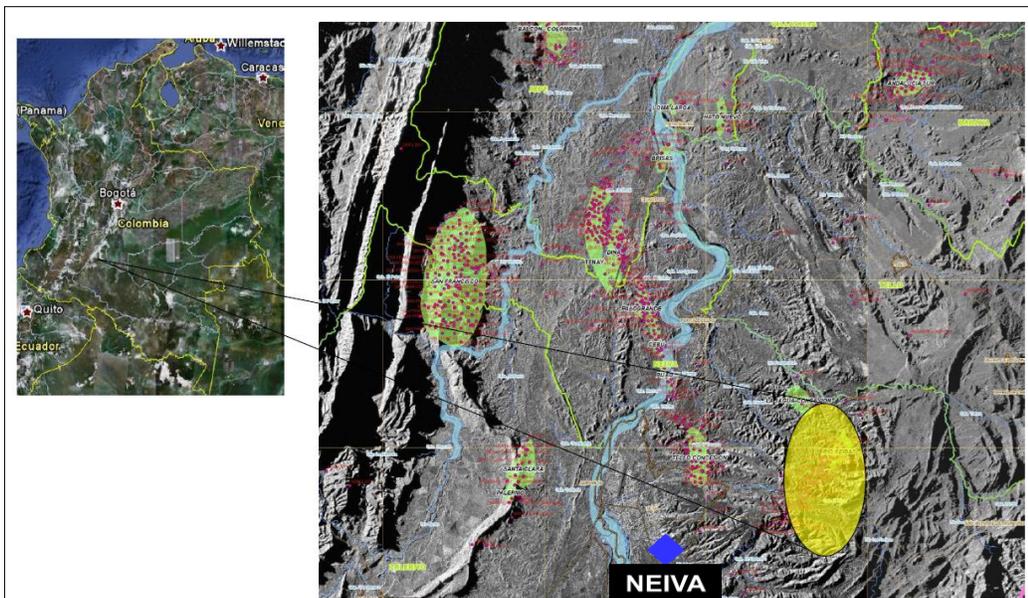


**Gráfica 2. Comportamiento Histórico de la Producción e Inyección de Gas del Campo**

## 1.2 Localización

El Campo Río Ceibas se localiza en la parte Sur de la cuenca sedimentaria del valle superior del Magdalena, a 15 Km al Oriente del municipio de Neiva en el departamento del Huila (figura 1). Limita por el Este con la Cordillera Oriental, al Oeste con la parte media de la Vereda La Mojarra, al Norte con el Río Fortalecillas y al Sur con el Río Las Ceibas.

El campo se desarrolla bajo el contrato Asociación Caguán y cuenta con un área comercial de 632 Acres (Honda Superior) y 467 Acres (Honda Inferior).



**Figura 1. Localización Campo Río Ceibas**

Fuente: Archivo Satelital Ecopetrol

## 1.3 Características Generales del Yacimiento

La particularidad del Yacimiento del campo Río Ceibas radica en la heterogeneidad de la distribución de las Facies, debido a que durante la depositación de las diferentes arenas reservorio hubo control por parte de la actividad tectónica – volcánica registrada por la presencia de cenizas y fragmentos volcánicos, además del control ejercido por el paleo-relieve del basamento cristalino.

La heterogeneidad en las características composicionales y texturales de las diferentes facies también juega un papel muy importante, ya que está enmarcada por eventos sindeposicionales y diagenéticos, eventos que en la continuidad y

predicción de los mismos en el tiempo se consideraron ‘aleatorios’, por lo cual son de difícil predicción, ubicación y correlación. Todo lo anterior conlleva a dificultar la determinación de la continuidad lateral de las areniscas productoras en el campo. De igual manera, desde sus inicios el campo ha sido dividido verticalmente en dos paquetes de arenas, debido a las diferencias en presiones y en el tipo de petróleo que contienen.

Uno de los paquetes está determinado por la arena superior de la Formación Honda. De acuerdo con la descripción geológica, la arena corresponde a canales entrelazados, lo cual induce a postular que tanto la arena productora de aceite como de gas no asociado, tendrían un comportamiento volumétrico, es decir que el mecanismo de producción más probable sería el de expansión de los fluidos combinado con la salida de gas en solución en los yacimientos de aceite.

Para el caso de la arena inferior o Basal de la Formación Honda. De acuerdo con la descripción geológica, la arena presenta buena continuidad lateral y además no se puede descartar la presencia de un empuje activo de agua, esto debido a estudios realizados de producción y de presión de fondo. La arena Basal contiene aceite con capa original de gas, su mecanismo de producción más probable sería la combinación de la expansión volumétrica de la capa de gas y la salida de gas disuelto en la zona de aceite.

CARACTERÍSTICA DEL YACIMIENTO	DATO
<b>Tipo de Trampa</b>	Monoclinal, buzando al oeste, limitado al este por Basamento y afectado por diferentes estructuras que dividen el Bloque en 7 zonas.
<b>Angulo de Buzamiento</b>	17 – 35°
<b>Edad Geológica</b>	Terciario (Mioceno)
<b>Ambiente de Depositación</b>	Ambiente Fluvial
<b>Litología</b>	Areniscas
<b>Profundidad promedio (pies)</b>	4128'
<b>Espesor total (Prom. pies)</b>	900'
<b>Espesor neto (Prom. Pies)</b>	121' AS y 300' AB
<b>Saturación Inicial de Agua Sw (%)</b>	43% AS y 41% AB
<b>Saturación de Aceite Residual (%)</b>	32%
<b>Temperatura del Yacimiento (F)</b>	119° - 138°
<b>Presión Inicial de Yacimiento (psi)</b>	1500 AS y 1900 AB
<b>Mecanismo primario de producción</b>	Gas en Solución, Capa de Gas, Acuífero

**Tabla 1. Características del Yacimiento del Campo Rio Ceibas**

Fuente: Área de yacimientos campo Rio Ceibas

## 1.4 Propiedades Generales de Roca y Fluidos

Teniendo en cuenta que el campo Rio Ceibas ha sido dividido verticalmente en dos paquetes de arenas y debido al modelo semejante de depositación de las arenas Superiores y Basales, éstas cuentan con valores de porosidad entre el 22% y 20% respectivamente. El rango de permeabilidades del campo va desde 5 a 500 mD donde la permeabilidad promedio de las arenas es de 10 mD.

En el Campo se han identificado dos sistemas independientes de presión de la formación. El grupo superior de las arenas productoras se clasifica como de presión sub-normal con un gradiente de formación de 0,34 psi/ft, y el grupo de las Arenas Básales se clasifica como de presión normal con un gradiente de 0,45 psi/ft.

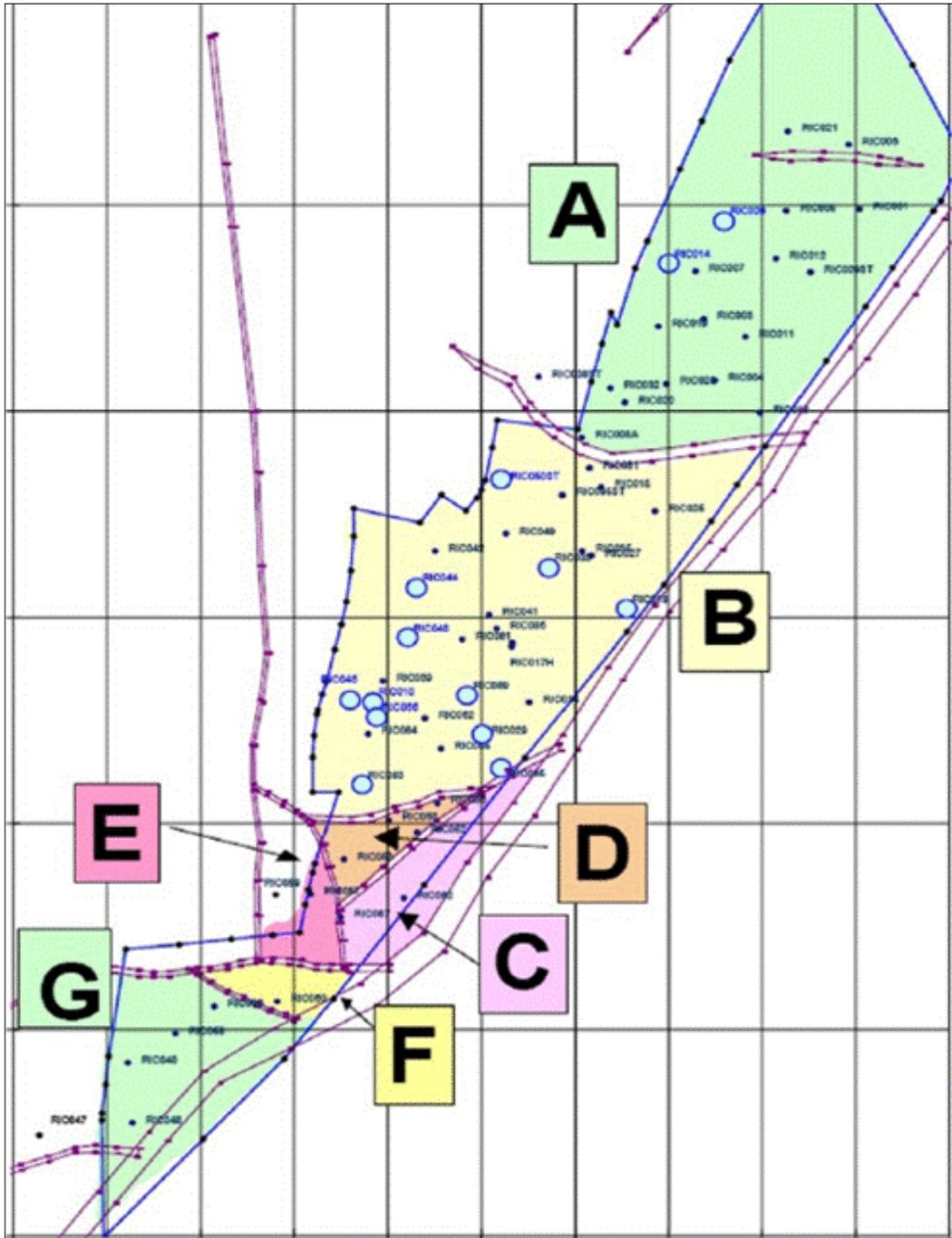
PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	VALOR	
	AS	AB
Gravedad API del Aceite	19-22°	30-32°
Rango de porosidad %	22	20
Viscosidad Aceite (cp)	23,2	1,31
Presión Punto de Burbuja (psi)	800	1689
Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	96	440
Factor Volumetrico Boi (RB/STB)	1.08	1.24
Porosidad Promedio %	21	
Permeabilidad Promedio, mD	10	
Rango de Permeabilidad, mD	5 – 500	
Salinidad de Agua de Formación (ppm Cl)	260 – 1300	

**Tabla 2. Propiedades de Roca y Fluidos del Campo Rio Ceibas**

Fuente: Área de yacimientos Campo Rio Ceibas

## 1.5 Distribución y Estado de los Pozos

Actualmente los pozos están distribuidos en el campo Rio Ceibas por bloques, los cuales están determinados por las fallas que se encuentran en el área. El campo está dividido en 7 bloques (figura 2).



**Figura 2. Mapa de Bloques Estructurales Campo Rio Ceibas**

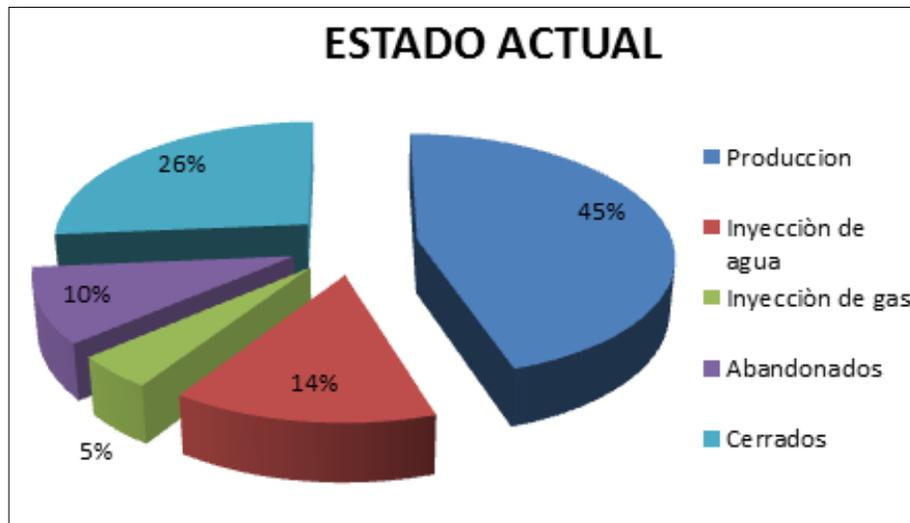
En la tabla 3 se puede apreciar la distribución de los pozos por bloque del Campo Rio Ceibas, siendo los bloques A y B los de mayor extensión.

BLOQUE	POZO (RIC-)
A	001L/S, 003, 004, 005, 006, 007, 008A, 009ST, 011, 012, 013L/S, 014L/S, 016, 019, 020L/S, 021, 022, 023L/S, 026, 032, 038ST
B	010, 015, 017H, 018L/B, 024ST, 025L/S, 027L/S, 028, 029L/S, 030, 033L/S, 034, 035, 036, 039, 041, 042, 043L/S, 044L/S, 045, 046, 049L/S, 050L/S, 051, 054, 055, 056, 062, 063, 065, 066L/S, 067, 081L/S, 083, 084, 085, 086, 089L/S
C	087, 082L/S, 064, 031
D	052, 053
E	059, 057
F	060
G	040, 047, 048, 058, 090

**Tabla 3. Distribución de Pozos en el Campo Rio Ceibas**

Actualmente el campo cuenta con 73 pozos perforados, dentro de los cuales hay 55 pozos que presentan completamiento con sarta sencilla y 18 pozos con completamiento dual o múltiple, para un total de 91 unidades completadas.

El campo se encuentra distribuido con 13 completamientos inyectores de agua, 4 completamientos inyectores de gas, 41 completamientos de producción, 9 completamientos abandonados y 24 pozos temporalmente cerrados (Grafica 3).



**Gráfica 3. Actividad Actual de los Completamientos del Campo Rio Ceibas**

En la Tabla 4 se resume la distribución de los completamientos inyectores de agua y gas en los bloques del Campo Rio Ceibas.

Bloque	Iny Agua	Iny Gas
A	4	3
B	7	0
C	1	0
D	0	0
E	1	0
F	0	0
G	0	1
$\Sigma$	<b>13</b>	<b>4</b>

**Tabla 4. Distribución de Completamientos Inyectores en el Campo Rio Ceibas**

## 2 GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO

### 2.1 Geología Regional

El Campo Río Ceibas está localizado en la Subcuenca de Neiva, en la parte sur de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 3), esta cuenca se caracteriza por la existencia de numerosas estructuras de anticlinales, pliegues y fallas en sentido Noreste, producto de los levantamientos de las Cordilleras Central y Oriental ocurridas desde el Oligoceno y el Mioceno-Plioceno.

Esta cuenca presenta una geometría elongada con dirección principal SSW-NNE. Limita al norte con el Alto de Natagaima y al sur se va estrechando y somerizando a la altura de la población de San Agustín. En sentido transversal está limitada por las cordilleras Central y Oriental (cuenca intramontana).

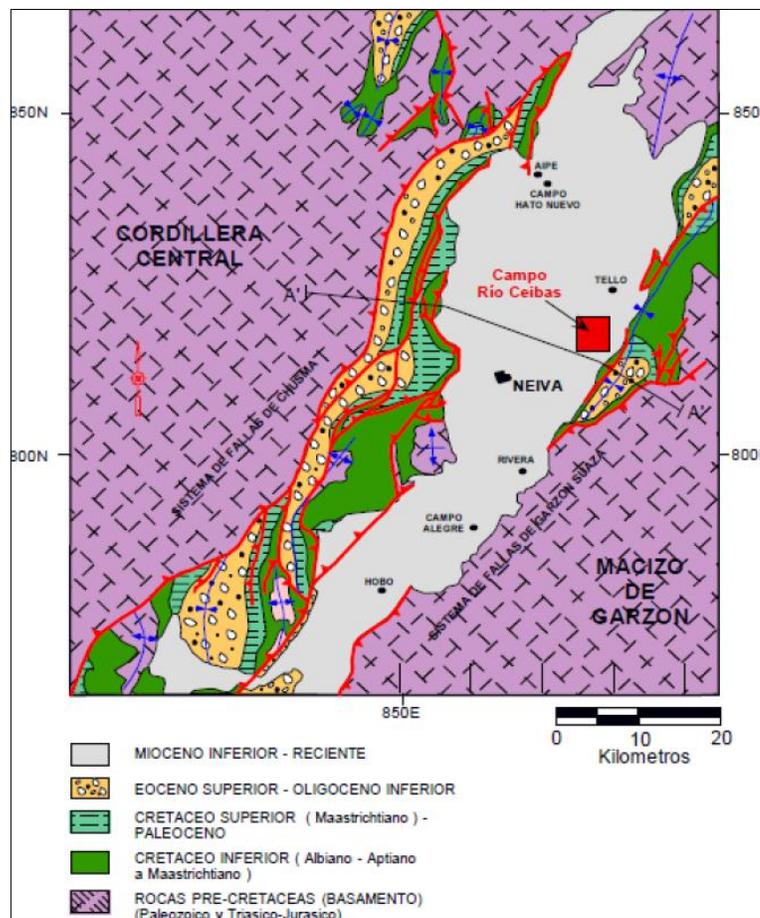
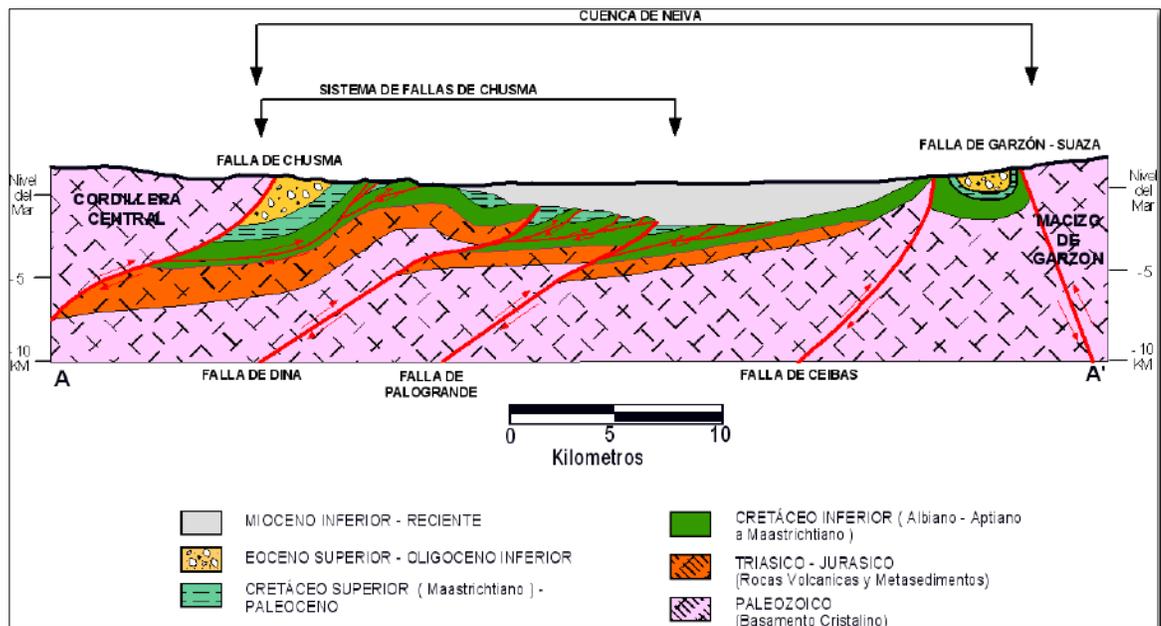


Figura 3. Ubicación del Campo Río Ceibas Sobre el Mapa Geológico de la Cuenca del VSM

Fuente: Archivo Ecopetrol

Estructuralmente el Campo Rio Ceibas presenta sistema de fallas compresivas las cuales dominan entre la cordillera Central y Oriental. El campo puede ser definido como una estructura monoclinual que está buzando  $12^{\circ}$  a  $14^{\circ}$  al oeste, con rumbo aproximado  $N 35^{\circ} E$  y limitada al extremo oriental por el sistema de fallas normales de Rio Ceibas.

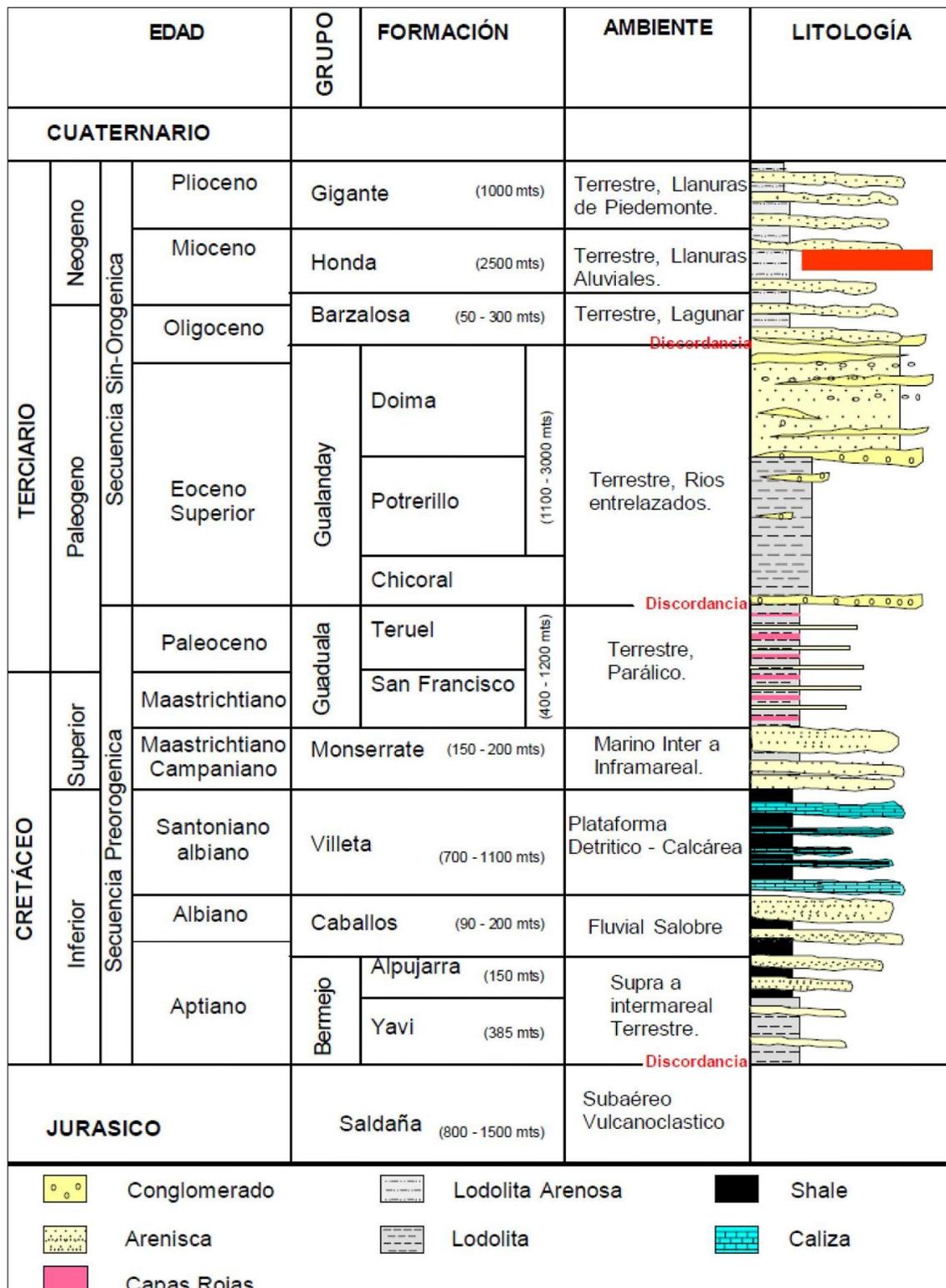
En los flancos Occidental y Oriental, esta subcuenca está limitada geológicamente por fallas de cabalgamiento como el Sistema de Chusma al Oeste y el Sistema Garzón-Huila al Este (Figura 4).



**Figura 4. Sección Estructural de la Subcuenca de Neiva**

Fuente: Ecopetrol

El Sistema Petrolífero presente en el campo es Villeta-Honda, donde la generación empezó en el Oligoceno Tardío en el Sinclinal de Neiva por la formación Villeta, considerada como una excelente roca fuente. Las vías de migración están dadas por fracturas y fallas que comunican esta unidad con los niveles clásticos del Cretáceo Superior y el Terciario. La roca almacenadora corresponde a niveles arenosos de la Formación Honda (Figura 5), subdividida a su vez en Arenas Basales y Arenas Superiores, las cuales se encuentran selladas por niveles arcillosos interestratificados dentro de la misma formación y por un basamento económico vulcanosedimentario asociado a la Formación Saldaña, que la suprayace. Las trampas características del campo son mixtas. Las estructuras son bloques de fallas inversas y normales.



**Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada del VSM**  
Fuente: Modelo Estratigráfico Campo Rio Ceibas, ICP

## 2.2 Estratigrafía

En la parte sur de la subcuenta de Neiva es posible reconocer secuencias sedimentarias en gran escala en los depósitos del grupo Honda que pertenece al Mioceno. La característica de estas secuencias se basa en el diámetro máximo de las gravas, en el espesor de los depósitos de desborde y de los canales, tanto como en la litología de las areniscas.

Las secuencias inferiores fueron depositadas bajo condiciones de relativa quietud tectónica, que siguieron a la fase de fallamiento por cabalgamiento de la cordillera central. Durante la depositación de estas secuencias, la sobrecarga de peso del sedimento trajo como consecuencia la subsidencia de la cuenca.

La formación Honda en el campo Rio Ceibas se caracteriza por su ambiente fluvial, en donde se reconocen areniscas de canales entrelazados, areniscas de llanura de inundación y lodolitas de llanura de inundación, las cuales se depositaron sobre la Formación Saldaña (basamento pre-Cretáceo) que se caracteriza por su ambiente vulcanosedimentario. El mayor control sobre la producción de Hidrocarburo en el campo lo ejerce la distribución espacial, determinado por el espesor y la conectividad, además de las características composicionales y texturales (propiedades petrofísicas) de las diferentes arenas productoras, que para la formación Honda corresponden a canales entrelazados. En la parte superior de la columna sedimentaria se localizan sedimentos inmaduros y heterogéneos, tipo molasa, de la Formación Gigante de edad Plioceno (Figura 6). Esta formación suministra el agua dulce utilizada en el proyecto de recuperación secundaria.

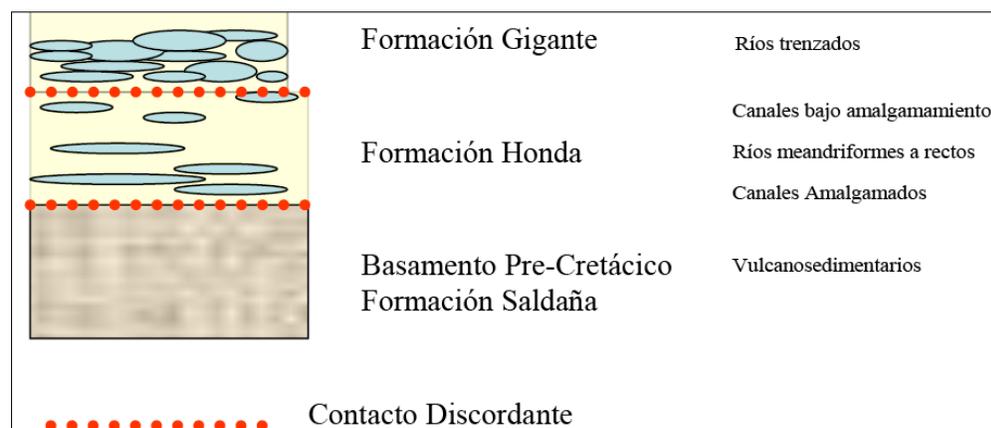


Figura 6. Columna Estratigráfica Presente en el Campo Rio Ceibas

Fuente: Columna Estratigráfica Campo Rio Ceibas, ICP

La zona productora del campo en la formación Honda está conformada por dos arenas de origen fluvial (Arenas Superiores y Basales), las cuales están controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares pero que constituyen yacimientos diferentes (Figura 7).

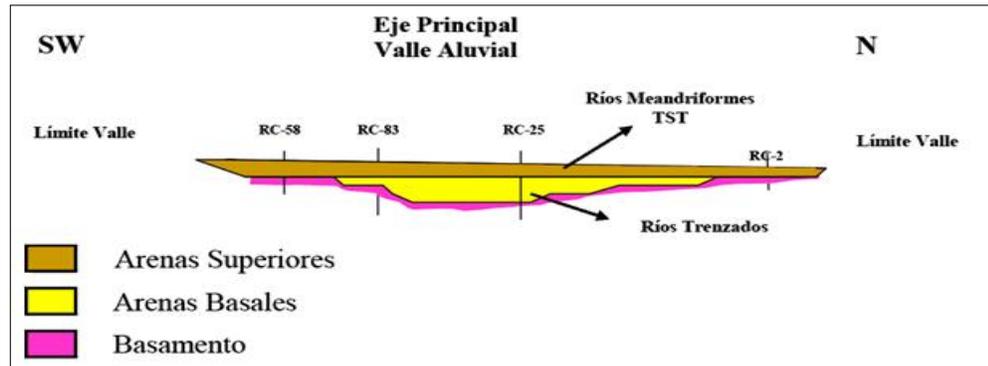


Figura 7. Esquema de Distribución de Ambiente de Depósitos para las Arenas Productoras del Campo Rio Ceibas

### 2.3 Modelo Estratigráfico

El modelo estratigráfico seguido por Ecopetrol en el Campo Rio Ceibas se basa en la subdivisión en unidades operacionales de la formación Honda Superior y la Honda Inferior o Basal. La interpretación estratigráfica secuencial ha permitido que la subdivisión haya sido definida por ciclos estratigráficos que se han denominado de base a tope como ciclo 0, 1, 1Sand, 2, 3, 4, 5, 6 y 7 (figura 8); donde los ciclos estratigráficos basales corresponden a los ciclos del 4 a 7 y los ciclos estratigráficos superiores corresponden a los ciclos del 0 a 3 (Tabla 5).

Formación	Ciclos
Arenas Superiores	C0
	C1
	C1S
	C2
	C3
Arenas Basales	C4
	C5
	C6
	C7

Tabla 5. Clasificación de los Ciclos Estratigráficos por Formación en el Campo Rio Ceibas

Cabe resaltar que de acuerdo a la posición del pozo en el bloque este puede contar o no con la totalidad de los ciclos, ya que los bloques se encuentran determinados por diferentes tipos de fallas que no permiten continuar con la secuencia real de los ciclos estratigráficos.

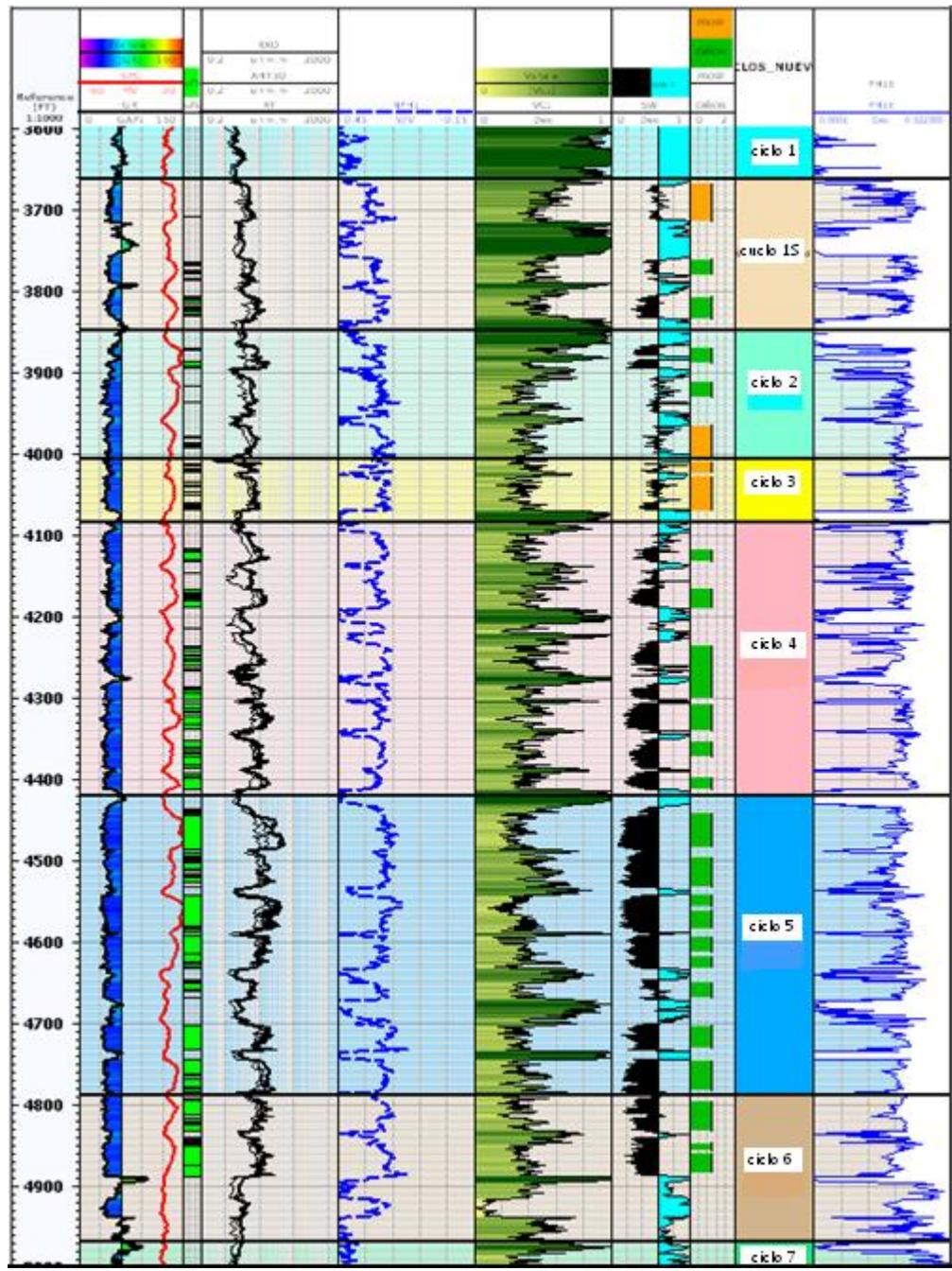


Figura 8. Registro Tipo RIC-036  
Fuente: Archivo Ecopetrol.

## 2.4 Modelo Estructural

El Bloque Caguán se encuentra sobre un alto de basamento llamado Alto de Rio Ceibas, el cual es un alto estructural bastante amplio con un rumbo aproximado norte – sur ( figura 9) y entre dos sinclinales, Sinclinal de Neiva al Occidente a lo largo del Rio Magdalena y el sinclinal de San Antonio al Oriente. Cabe resaltar que los principales elementos estructurales que ejercen un control importante sobre la acumulación de Hidrocarburo en el Campo Rio Ceibas son el alto de Rio Ceibas, la falla de Rio Ceibas, la falla de San Antonio, la Falla de Flor Morado y la Falla de La jagua. Las principales estructuras del bloque son fallas inversas de bajo ángulo y la inversión del movimiento de fallas normales pre-existentes, que presentan un rumbo general noreste – suroeste. Además, se observan pliegues anticlinales muy sutiles que afectan el Honda superior.

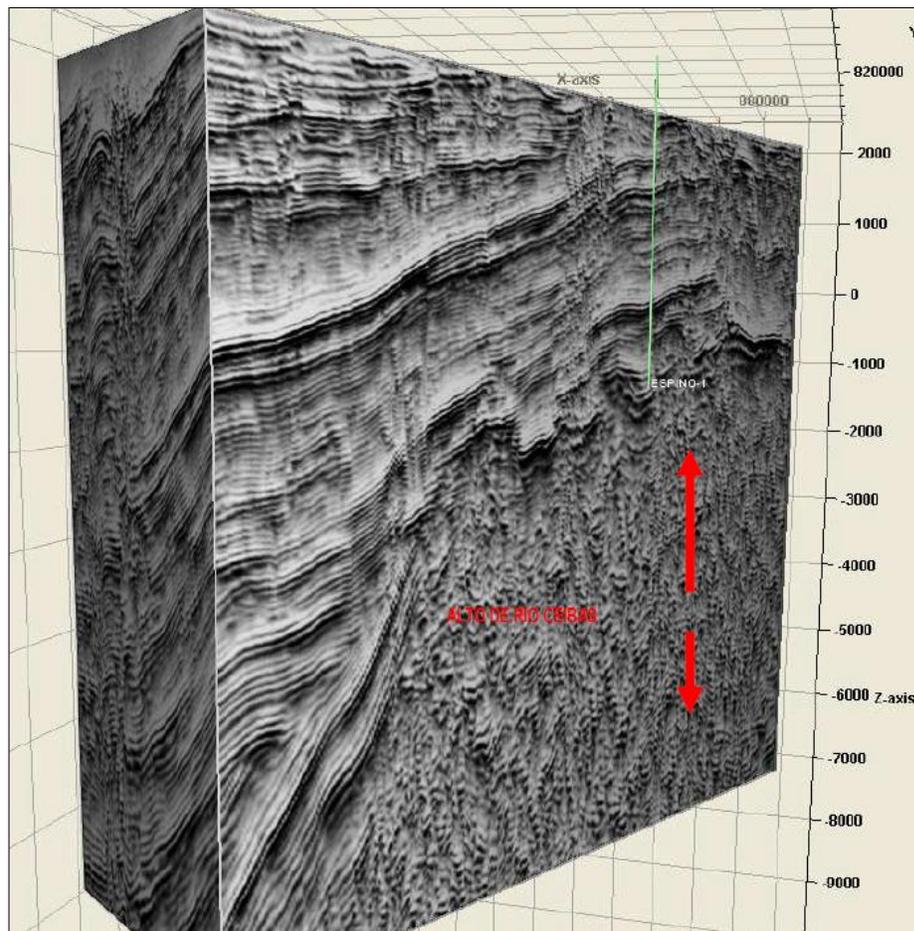


Figura 9. Alto de Rio Ceibas - Alto Estructural bastante amplio con un rumbo aproximado norte - sur

Fuente: Archivo Petrobras

## **2.5 Características y Modelo de Deposición de las Arenas Productoras de la Formación Honda**

Las rocas almacenadoras en el campo Rio Ceibas corresponden estratigráficamente a la porción basal de la formación Honda, del Mioceno Temprano a Medio. Esta secuencia está constituida esencialmente por rocas clásticas que pueden ser divididas en areniscas y arcillolitas.

Fundamentalmente, la mayoría de las areniscas están formadas por partículas detríticas de grano fino a grueso, con cantidades menores de fragmentos aloquímicos; y una menor porción de las areniscas presenta cantidades importantes de ortoquímicos representados por cemento calcáreo (calcita). La parte clástica de las arenitas está conformada por cuarzo, feldespato y fragmentos líticos.

### **3 METODOLOGÍA PARA LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN**

#### **3.1 Información Base**

Para el desarrollo del proyecto se contó con información de origen primario, es decir, datos reales de campo, tales como, historia de producción e inyección de agua y gas, además documentos escritos (informes, reportes, presentaciones, carpetas de pozos, libros, manuales y trabajos realizados anteriormente al campo). Adicionalmente, se contó con las siguientes herramientas, tales como:

- Archivo de Excel que contiene información de petrofísica como espesor permeable, tope y base de profundidad medida, permeabilidad, porosidad y cañoneos de las arenas productoras de cada pozo.
- Archivos de Excel y Word que contienen información del estado mecánico e historial de cada pozo del campo Rio Ceibas.
- Software tales como OFM (Oil Field Manager) y OPEN WELLS; donde el primero se utiliza para el almacenamiento de información como historiales de producción e inyección, historiales de eventos, registros de pozos, pruebas de pozo, etc., y el segundo suministra información acerca de las operaciones diarias realizadas en cada pozo.

#### **3.2 Recopilación, clasificación y organización de la información**

Una vez adquirida y seleccionada la información necesaria para el análisis, se organizó en un archivo de Excel, suministrado por ECOPETROL S.A, que se usó como formato para el cálculo de la distribución de la producción e inyección. El formato en Excel contiene tablas dinámicas que se explican en el Anexo B.

A continuación en la Figura 10 se muestra el esquema del procedimiento que se debe seguir para realizar el cálculo de la distribución de la producción e inyección.

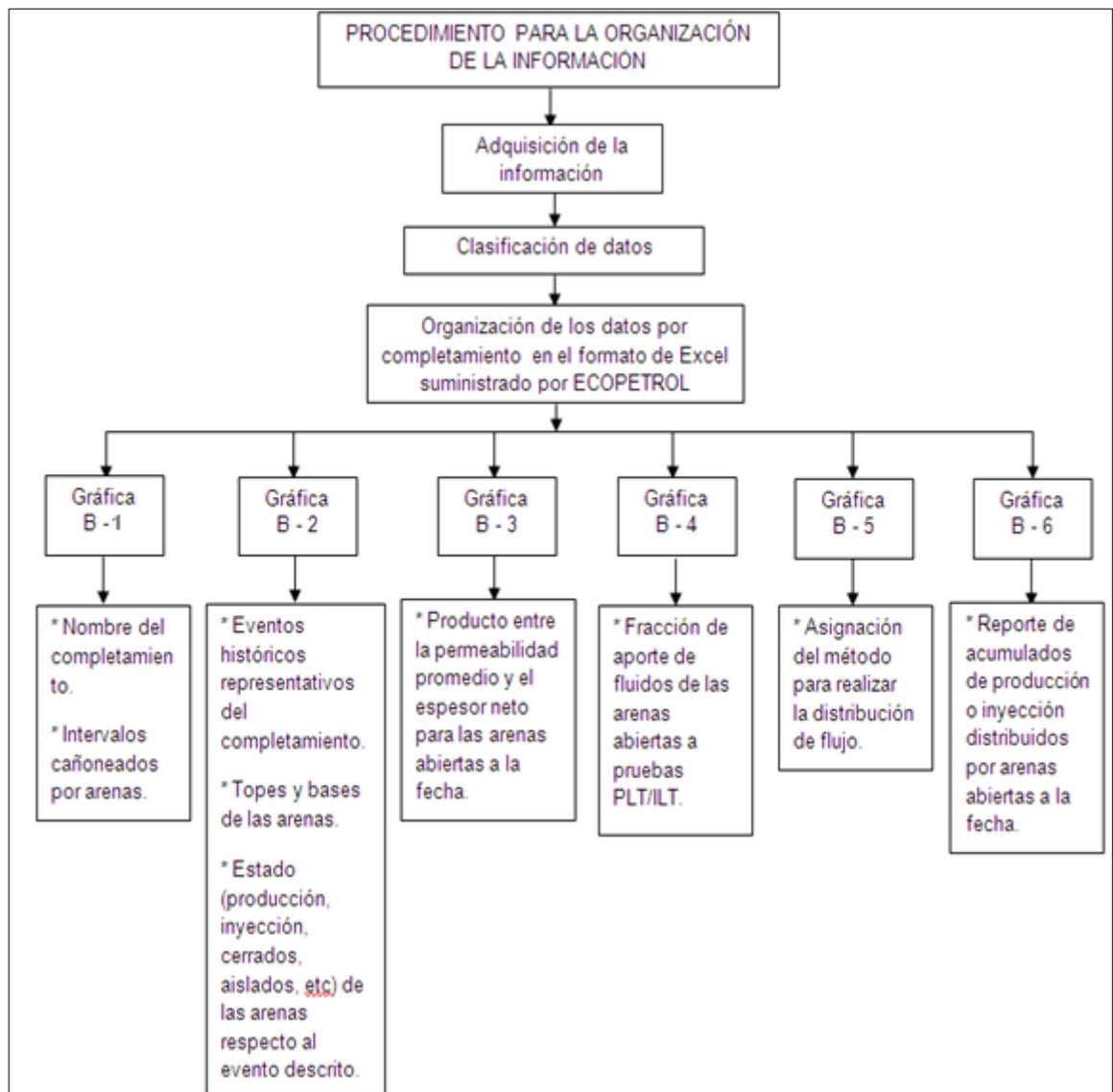


Figura 10. Esquema del procedimiento para el cálculo de la distribución de la producción e inyección

### 3.3 Modelos para la Determinación de la distribución de la producción e inyección

Se tienen en cuenta tres métodos utilizados para la distribución de flujo por arena para todos los fluidos del yacimiento (aceite, agua y gas), tales como eventos representativos, pruebas PLT/ILT y datos de petrofísica de las arenas existentes y abiertas por pozo/completamiento. Estos modelos de determinación de la producción e inyección fueron escogidos por ECOPETROL S.A.

### **3.3.1 Distribución usando registros PLT/ILT**

Cuando el pozo se encuentra produciendo o inyectando se toman registros de producción o inyección como PLT/ILT, ya que estos permiten determinar el aporte o toma de fluidos, por parte de cada uno de los intervalos cañoneados de las arenas abiertas.

En el caso de los pozos con producción se trabaja con los registros PLT (Production Logging Test) y para los inyectores con los ILT (Injection Logging Test), ya que con el primero se obtienen las fracciones de aporte de aceite, gas y agua de los intervalos abiertos al flujo y con el segundo se obtiene la fracción de recibo o toma de fluidos inyectados (agua o gas), por parte de los intervalos y arenas en donde se esté inyectando.

Con estos resultados se determina la cantidad producida o inyectada por arena en cada pozo/completamiento, es decir, se distribuye el volumen de fluidos por arena.

### **3.3.2 Distribución usando petrofísica**

El método de distribución de flujo usando la petrofísica se caracteriza por distribuir los volúmenes de fluido de acuerdo a la permeabilidad promedio y el espesor neto permeable de cada arena. La distribución realizada teniendo en cuenta el método queda expresada en fracción por cada arena cañoneada en el pozo.

### **3.3.3 Distribución por análisis de eventos**

Para realizar la distribución por este método, se deben tener en cuenta los eventos u operaciones que impacten la producción y/o inyección del pozo, tales como cañoneos, estimulaciones, fracturas, aislamientos, etc., además el efecto generado por dichos trabajos, ya que a partir del resultado positivo o negativo del evento y de las arenas tenidas en cuenta, se realiza la distribución de producción.

En los casos donde se obtienen resultados positivos y se tiene más de una arena afectada por la operación, se distribuye el incremento por petrofísica, buscando con esto que ese peso incremental se asigne solamente a las arenas intervenidas.

Para el caso en el que se obtengan resultados negativos y/o para las arenas no intervenidas, se tomará el dato o fracción obtenida con el anterior o siguiente evento, dependiendo de los resultados y el criterio de los ingenieros.

Por lo anterior, este método se llama analítico por eventos, teniendo dos variaciones, analítico anterior (tiene en cuenta resultados del evento anterior) y analítico siguiente (tiene en cuenta resultados del evento siguiente).

### 3.4 Tabulación de los Resultados de acumulados distribuidos

Los resultados obtenidos a partir de la selección de los métodos anteriormente mencionados, se organizaron y tabularon, con el fin de facilitar el posterior cálculo del factor de recobro por bloques y arenas (superiores y basales) del campo. Por lo anterior, fue necesario realizar un archivo consolidado de la producción acumulada de todos los pozos/completamientos del campo.

Lo anterior se realizó igualmente con el fin de organizar la base de datos que alimenta el software OFM y SAHARA.

#### 3.4.1 Formato que alimenta el Software OFM

El formato usado para alimentar la base de datos de OFM a partir de la distribución de producción se muestra a continuación:

WELL	DATE	TOPE	FONDO	ACTIVO	OIL	GAS	WATER	OIL FRAC	GAS FRAC	WATER FRAC	FORMATION	BLOQUE
RIC-001	02/12/1990	3249,415	3337,648	1	154,191547	0	9,68887637	0,318573135	0,318573135	0,318573135	AS	
RIC-001	02/12/1990	3337,648	3411,877	0	0	0	0				AS	A
RIC-001	02/12/1990	3411,877	3554,569	1	169,858688	0	10,6733466	0,35094281	0,35094281	0,35094281	AS	A
RIC-001	02/12/1990	3554,569	3709,589	1	159,956512	0	10,0511273	0,330484055	0,330484055	0,330484055	AS	A
RIC-001	02/12/1990	3709,589	3790,365	0	0	0	0				AS	A
RIC-001	02/12/1990	3790,365	4090,547	0	72,9932529	0	4,58664964				AB	A
RIC-001	02/12/1990	4090,547	4220,044	0	0	0	0				AB	A
RIC-001	02/12/1990	#N/A	#N/A	0	0	0	0				AB	A
RIC-001	02/12/1990	#N/A	#N/A	0	0	0	0				AB	#N/A
RIC-001	08/09/1995	3249,415	3337,648	1	23179,0649	1,97515344	868,562049	0,318573135	0,318573135	0,318573135	AS	
RIC-001	08/09/1995	3337,648	3411,877	0	0	0	0				AS	A
RIC-001	08/09/1995	3411,877	3554,569	1	25534,2503	2,17584542	956,815163	0,35094281	0,35094281	0,35094281	AS	A
RIC-001	08/09/1995	3554,569	3709,589	1	24045,6916	2,04900114	901,036138	0,330484055	0,330484055	0,330484055	AS	A
RIC-001	08/09/1995	3709,589	3790,365	0	0	0	0				AS	A
RIC-001	08/09/1995	3790,365	4090,547	0	72,9932529	0	4,58664964				AB	A
RIC-001	08/09/1995	4090,547	4220,044	0	0	0	0				AB	A
RIC-001	08/09/1995	#N/A	#N/A	0	0	0	0				AB	A
RIC-001	08/09/1995	#N/A	#N/A	0	0	0	0				AB	#N/A

**Tabla 6. Formato que alimenta la base de datos del software OFM**

Como se observa en la Tabla 6, el formato contiene información del pozo, fechas que corresponden a las reportadas en el archivo Excel explicado anteriormente, es

decir, a las fechas de los eventos descritos, como también estado de la arena para la fecha respectiva (1 si está abierta y 0 si está cerrada), acumulados distribuidos de aceite, gas, aguay la fracción obtenida con el método escogido para la distribución; por último se encuentran las arenas y el bloque al cual pertenece el pozo reportado.

Para el caso de inyección de agua y gas, se genera el mismo formato, teniendo en cuenta solamente el fluido inyectado en los acumulados distribuidos.

### 3.4.2 Formato que alimenta el software SAHARA

Para alimentar el software SAHARA el formato cuenta con la información del estado de los intervalos de las arenas cañoneadas, además del nombre del pozo y bloque al que pertenece, arena y fecha del evento, como se muestra en la Tabla 7.

IDENTIFICADOR	ARENA	FECHA	TOPE	BASE	ESTADO	BLOQUE
RIC-001	AS	01/12/1990	3249,415	3337,648	1	A
RIC-001	AS	02/12/1990	3249,415	3337,648	1	A
RIC-001	AS	08/09/1995	3249,415	3337,648	1	A
RIC-001	AS	26/10/1995	3249,415	3337,648	0	A
RIC-001	AS	30/05/1997	3249,415	3337,648	0	A
RIC-001	AS	09/02/1999	3249,415	3337,648	0	A
RIC-001	AS	01/04/2003	3249,415	3337,648	0	A
RIC-001	AS	01/12/1990	3337,648	3411,877	0	A
RIC-001	AS	02/12/1990	3337,648	3411,877	0	A
RIC-001	AS	08/09/1995	3337,648	3411,877	0	A
RIC-001	AS	26/10/1995	3337,648	3411,877	0	A
RIC-001	AS	30/05/1997	3337,648	3411,877	0	A
RIC-001	AS	09/02/1999	3337,648	3411,877	0	A
RIC-001	AS	01/04/2003	3337,648	3411,877	0	A
RIC-001	AS	01/12/1990	3411,877	3554,569	1	A
RIC-001	AS	02/12/1990	3411,877	3554,569	1	A
RIC-001	AB	01/12/1990	3790,365	4090,547	1	A
RIC-001	AB	02/12/1990	3790,365	4090,547	0	A
RIC-001	AB	08/09/1995	3790,365	4090,547	0	A
RIC-001	AB	26/10/1995	3790,365	4090,547	0	A
RIC-001	AB	30/05/1997	3790,365	4090,547	0	A
RIC-001	AB	09/02/1999	3790,365	4090,547	0	A
RIC-001	AB	01/04/2003	3790,365	4090,547	0	A
RIC-001	AB	01/12/1990	4090,547	4220,044	0	A
RIC-001	AB	02/12/1990	4090,547	4220,044	0	A
RIC-001	AB	08/09/1995	4090,547	4220,044	0	A
RIC-001	AB	26/10/1995	4090,547	4220,044	0	A
RIC-001	AB	30/05/1997	4090,547	4220,044	0	A
RIC-001	AB	09/02/1999	4090,547	4220,044	0	A

**Tabla 7. Formato que alimenta la base datos del Software SAHARA**

### 3.5 Cálculo del factor de recobro y volumen poroso inyectado de agua y gas por bloque y arena

El factor de recobro (FR) es la relación que existe entre el volumen de reserva originalmente recuperables y el volumen original en sitio, petróleo original en sitio (OOIP), gas condensado original en sitio (COES) o gas original en sitio (OGIP).

$$FR = \frac{N_p}{OOIP} \quad (1)$$

Donde

FR = Factor de Recobro

$N_p$  = Petróleo acumulado producido

OOIP = Petróleo original en sitio

En el campo Rio Ceibas se realizó el cálculo del factor de recobro por bloque (siete) y por arena (superior y basal), con el fin de analizar el comportamiento que tiene éste con el volumen poroso inyectado de los fluidos manejados para la inyección.

#### 3.5.1 Cálculo para inyección de agua

La eficiencia de la inyección debe ser evaluada para observar si ha sido positiva en la extracción de petróleo; por esto es importante determinar los volúmenes porosos inyectados de agua:

$$V_{piw} = \frac{W_i}{OOIP} \quad (2)$$

Dónde:

$W_i$  = Volumen de agua inyectada

OOIP = Petróleo original en sitio

#### 3.5.2 Cálculo para inyección de gas

Para evaluar la eficiencia de la inyección de gas como método de recobro, es necesario determinar los volúmenes porosos inyectados de gas:

$$V_{pi g} = \frac{G_i}{OOIP} \quad (3)$$

Dónde:

$G_i$  = Volumen de Gas inyectado

OOIP = Petróleo original en sitio

### 3.6 Esquema Utilizado para el Análisis de Resultados

Los resultados obtenidos de la distribución de producción e inyección, se analizaron teniendo en cuenta dos aspectos; el primero se basó principalmente en analizar tendencias del rendimiento de los eventos u operaciones realizadas a las arenas superiores y basales, es decir, el efecto positivo o negativo de trabajos como estimulaciones, fracturas, cañoneos y cierre de zonas específicas; para el segundo fue necesario graficar el factor de recobro contra volumen poroso, con los datos obtenidos a partir de los cálculos explicados en la sección anterior, con el fin de generar el esquema que planteó ECOPETROL S.A para facilitar los análisis.

Como se observa en la figura 11, la gráfica de volumen poroso inyectado contra factor de recobro está dividida en 4 partes o cuadrantes; para el caso de Rio Ceibas, ECOPETROL S.A definió los valores promedio de VPI de agua-gas y FR, 1 y 18% respectivamente; con esto, se clasifican los bloques y arenas dependiendo en qué cuadrante se encuentren, de la siguiente manera:

**Cuadrante I**, Indica alto volumen poroso inyectado y alto factor de recobro, por lo tanto, si existe alguna arena de un determinado bloque que se encuentre en este cuadrante, se clasificará como madura, y se recomendará reducir inyección.

**Cuadrante II**, Indica un volumen poroso inyectado alto y bajo factor de recobro; si hay arenas que se encuentren en esta zona, se clasificarán como ineficientes y se recomendará cambiar el patrón de inyección, ya que puede existir canalización o podría considerarse la posibilidad de inyectar geles obturantes cuando el fluido inyectado es agua.

**Cuadrante III**, Indica bajo volumen poroso inyectado y bajo factor de recobro, así que las arenas que se encuentren en esta zona, serán clasificadas como inmaduras y se recomendará aumentar la inyección de agua o gas, para mejorar el recobro.

**Cuadrante IV**, Indica bajo volumen poroso inyectado y alto factor de recobro, esto señala o clasifica a las arenas que se encuentren en este cuadrante, como eficientes y para este caso se recomendará o mantener la inyección o en casos específicos aumentarla.

Este análisis, teniendo en cuenta los dos aspectos mencionados anteriormente, se realizó por bloques y por arena representativa del mismo; superiores y basales.

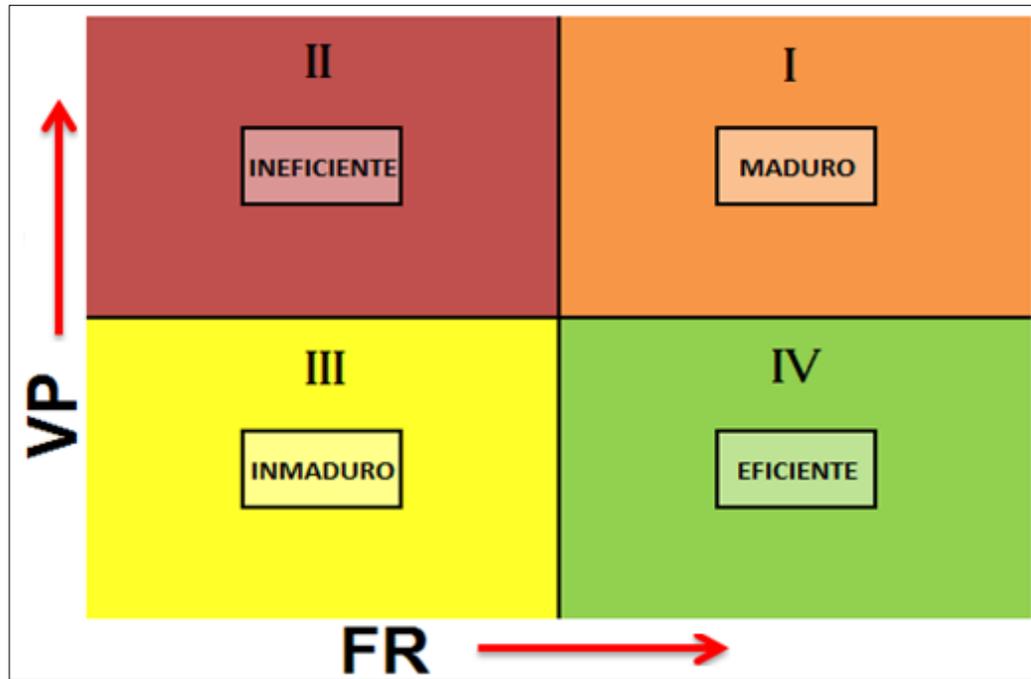


Figura 11. Factor de Recobro vs Volumen Poroso Inyectado

## 4 UBICACIÓN DE LOS POZOS INYECTORES Y SU CONECTIVIDAD CON LAS ARENAS DE LOS POZOS PRODUCTORES POR BLOQUE

Con el fin de facilitar el análisis por arenas, se generó un esquema con las arenas abiertas y conectadas de los pozos inyectoros con las de los productores, es decir, que los análisis fueron hechos solamente a los pozos conectados, descartándose así, la posibilidad de flujo cruzado entre arenas. Esta información se generó a partir de correlaciones entre pozos por medio de registros y fue suministrada por ECOPEPETROL S.A. Al mismo tiempo se tomaron como referencia las imágenes de ubicación de los pozos en cada bloque generadas en el software OFM, para tener claridad de la posición exacta de los pozos en los bloques y la cercanía de los inyectoros con los productores, es decir, identificar los patrones de inyección.

### 4.1 Bloque A

#### 4.1.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas

Actualmente en el bloque A existen tres pozos inyectoros de agua (RIC-013, 014 y 021), donde el pozo RIC-013 posee completamiento dual inyectando agua por las arenas basales y produciendo por las superiores. Así mismo, hay dos pozos inyectoros de gas (RIC-009ST y 001) y 13 pozos productores; en este bloque no existe un patrón de inyección definido como se observa en la figura 12.

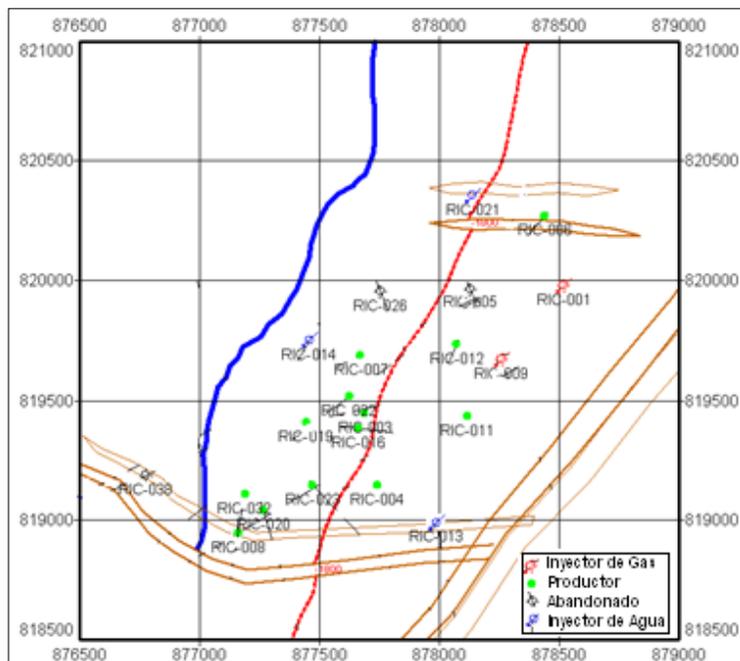


Figura 12. Ubicación de Pozos en el Bloque

Para realizar el esquema que permite visualizar las arenas conectadas entre los pozos inyectoros y productores, fue necesario hacerlo para cada pozo inyector, por esta razón, se crearon cinco tablas que corresponden a cinco pozos inyectoros, tres inyectoros de agua y dos inyectoros de gas.

En las tablas que indican conectividad entre arenas, las casillas de color verde representan las arenas abiertas a producción; las de color azul, abiertas a inyección de agua; las de color naranja, abiertas a inyección de gas; y las casillas de color morado indican pozos cerrados o monitores de presión.

Así mismo, se tienen en cuenta los completamientos duales, siendo SC sarta corta SL sarta larga y A anular.

ARENA	RIC-013	RIC-004	RIC-005	RIC-008A	RIC-016	RIC-019	RIC-023	RIC-032
AS								
AS								
AS							SC	
AS							SC	
AS								
AB	SL						SL	
AB								
AB								
AB								

Tabla 8. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Agua RIC-013L

ARENA	RIC-014	RIC-003	RIC-007	RIC-011	RIC-012	RIC-013	RIC-016	RIC-019	RIC-022
AS									
AS									
AS	SC					SC			
AS	SC					SC			
AS									
AB	SL								
AB									
AB									
AB									

Tabla 9. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Agua RIC-014

ARENA	RIC-021	RIC-005	RIC-006
AS			
AB			

Tabla 10. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Agua RIC-021

ARENA	RIC-001	RIC-005	RIC-006	RIC-012
AS	SC			
AS				
AS	SL			
AS	SL			
AS				
AB				

Tabla 11. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Gas RIC-001

ARENA	RIC-009ST	RIC-011	RIC-012
AS			
AB			

Tabla 12. Conectividad entre Arenas para el Bloque A, Iny Gas RIC-009ST

## 4.2 Bloque B

### 4.2.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas

En el bloque B existen 11 pozos inyectoras de agua, de los cuales solamente 5 están abiertos a inyección actualmente, 19 pozos abiertos a producción, cero abiertos a inyección de gas, 5 monitores de presión y 3 abandonados, como se observa en la Figura 13.

De acuerdo a lo anterior, fue necesario crear 11 tablas, el total de pozos inyectoras de agua, con el fin de visualizar claramente la conectividad de las arenas inyectoras con las arenas productoras del bloque.

Como se dijo anteriormente, actualmente se tienen abiertos a inyección cinco pozos, sin embargo, se tuvo en cuenta los pozos monitores de presión o cerrados temporalmente, buscando con esto, evaluar la posibilidad de reactivarlos a inyección.

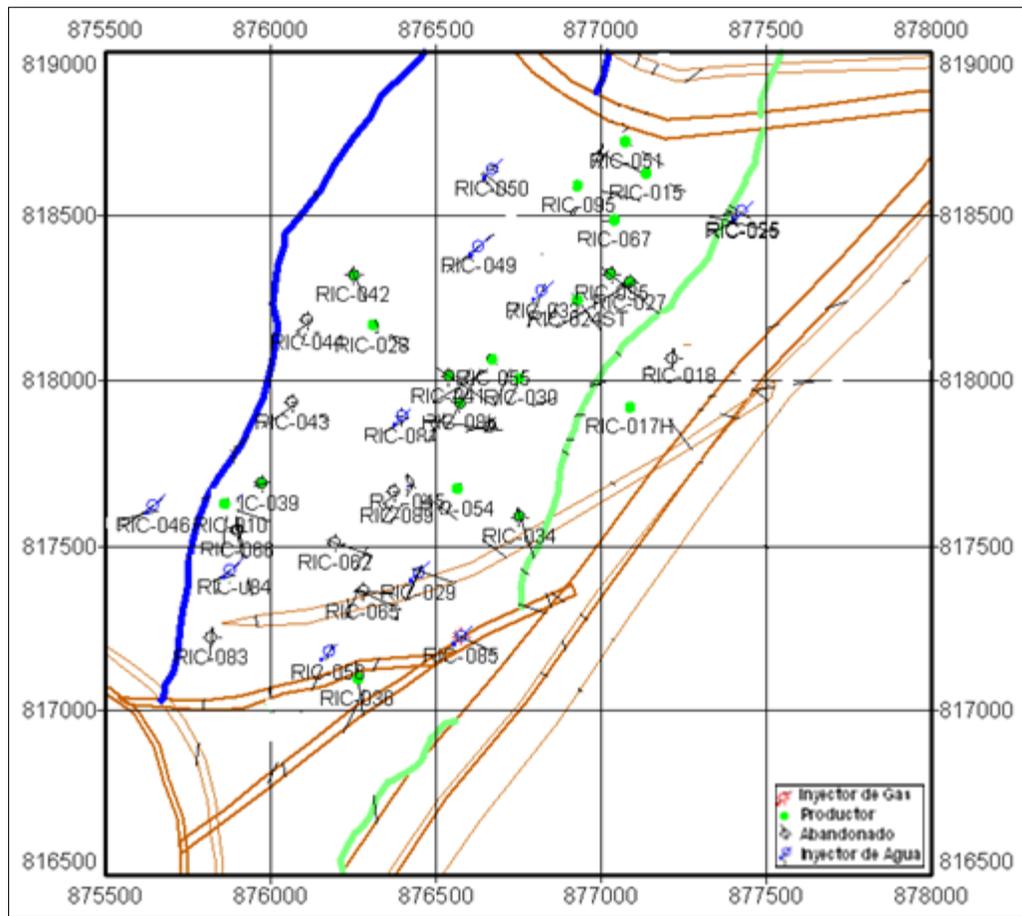


Figura 13. Ubicación de Pozos en el Bloque B

- **POZOS ABIERTOS A INYECCIÓN DE AGUA**

ARENA	RIC-025	RIC-015	RIC-027	RIC-035	RIC-051	RIC-067
AS						
AS						
AS	SC					
AS	SC					
AS						
AB	SL					
AB	SL					
AB						
AB						

Tabla 13. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-025

ARENA	RIC-046	RIC-010	RIC-039	RIC-045	RIC-054	RIC-084
AS						
AS						
AS		SC				
AS		SC				
AS						
AB						
AB						
AB						
AB						

Tabla 14. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-046

ARENA	RIC-085	RIC-034	RIC-036	RIC-054	RIC-084
AS					
AB					

Tabla 15. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-085

ARENA	RIC-049	RIC-015	RIC-024ST	RIC-027	RIC-028	RIC-030	RIC-035	RIC-041	RIC-042	RIC-051	RIC-055	RIC-067	RIC-086
AS													
AS													
AS	SC												
AS													
AS													
AB													
AB	SL												
AB													
AB													

Tabla 16. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-049

ARENA	RIC-050	RIC-015	RIC-024ST	RIC-027	RIC-035	RIC-051	RIC-067
AS							
AS							
AS							
AS							
AS							
AB	SL						
AB							
AB							
AB							

Tabla 17. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-050

- **POZOS CERRADOS A INYECCIÓN DE AGUA**

ARENA	RIC-033	RIC-015	RIC-017H	RIC-024ST	RIC-028	RIC-030	RIC-035	RIC-041	RIC-042	RIC-051	RIC-055	RIC-067	RIC-086
AS													
AS													
AS	A												
AS	A												
AS	A												
AB	SC												
AB	SL												
AB													
AB													

Tabla 18. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-033

ARENA	RIC-010	RIC-039	RIC-084
AS			
AB			
AB	SL		
AB	SL		
AB			

Tabla 19. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-010

ARENA	RIC-018	RIC-024ST	RIC-027	RIC-030	RIC-034	RIC-041	RIC-054	RIC-055	RIC-067	RIC-086
AS										
AS										
AS										
AS	A									
AS	SC									
AB	SC									
AB	SL									
AB										
AB										

Tabla 20. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-018

ARENA	RIC-029	RIC-054
AS		
AB	SC	
AB	SL	
AB	SL	
AB		

Tabla 21. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-029

ARENA	RIC-044	RIC-028	RIC-030	RIC-039	RIC-041	RIC-042	RIC-086
AS							
AS							
AS							
AS							
AS							
AB							
AB							
AB							
AB							

Tabla 22. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-044

ARENA	RIC-089	RIC-010	RIC-034	RIC-039	RIC-054	RIC-055	RIC-086
AS							
AS							
AS		SC					
AS		SC					
AS							
AB							
AB							
AB							
AB							

Tabla 23. Conectividad entre Arenas para el Bloque B, Iny Agua RIC-089

### 4.3 Bloque C

#### 4.3.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas

El bloque C posee 1 pozo inyector de agua y 3 pozos abiertos a producción, como se observa en la Figura 14. Al poseer un solo pozo inyector no se puede identificar un patrón de inyección definido para este bloque.

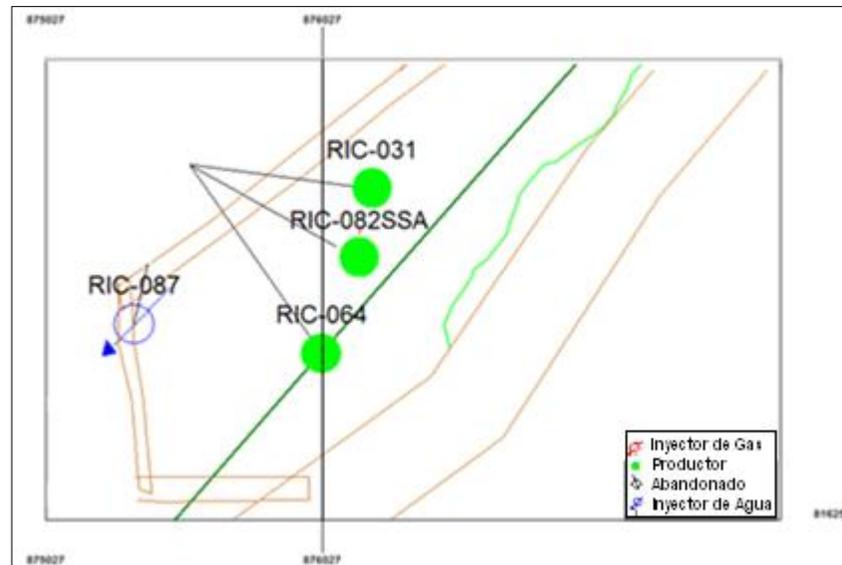


Figura 14. Ubicación de Pozos en el Bloque C

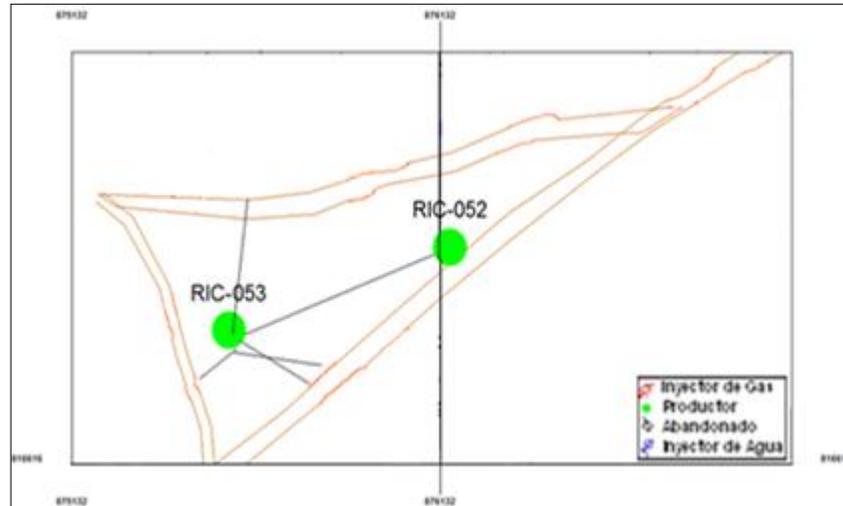
Por lo anterior, para esquematizar la conectividad de las arenas inyectoras con las productoras de este bloque, se creó la Tabla 24.

ARENA	RIC-087	RIC-031	RIC-064	RIC-082
AS				
AB				

Tabla 24. Conectividad entre Arenas para el Bloque C

## 4.4 Bloque D

### 4.4.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas



**Figura 15. Ubicación de Pozos en el Bloque D**

Como se observa en la Figura 15, el bloque D, es pequeño y solo cuenta con dos pozos abiertos a producción. Al no existir pozos inyectoros en el bloque, el análisis se hizo teniendo en cuenta los pozos inyectoros más cercanos de bloques vecinos, en donde existe conectividad entre arenas.

- Conectividad entre arenas del pozo inyector de agua, RIC-087 perteneciente al bloque C.

ARENA	RIC-087	RIC-052	RIC-053
AS			
AB			

**Tabla 25. Conectividad entre Arenas (Bloque D y C)**

- Conectividad entre arenas del pozo inyector de agua, RIC-057 perteneciente al bloque E.

ARENA	RIC-057	RIC-052	RIC-053
AS			
AB			

Tabla 26. Conectividad entre Arenas (Bloque D y E)

## 4.5 Bloque E

### 4.5.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas

Igual que el anterior, el bloque E es pequeño y solo cuenta con un pozo abierto a inyección de agua junto con uno en abandono (Figura 16). Al no existir pozos productores, para el análisis de la influencia del único pozo inyector de este bloque, se tuvo en cuenta los productores cercanos de los bloques vecinos y con los que existiera conectividad entre sus arenas.

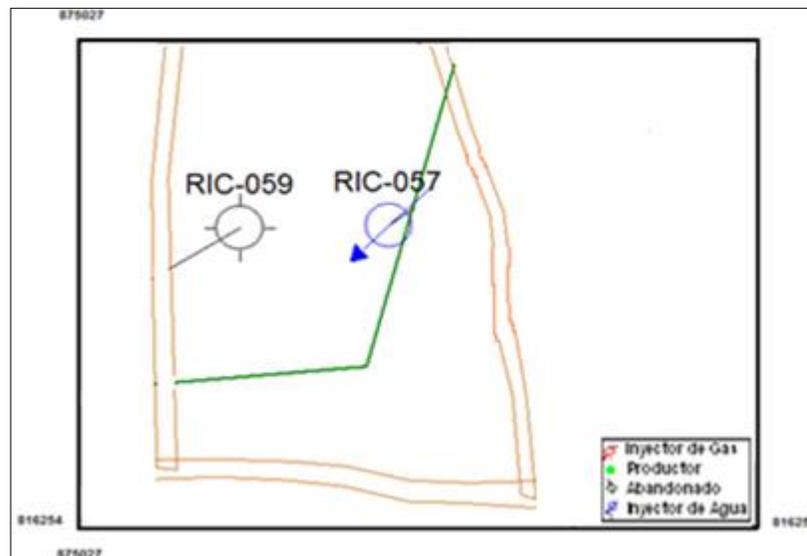


Figura 16. Ubicación de Pozos en el Bloque E

Se identificó que existe conectividad entre las arenas inyectoras del RIC-057 con las productoras de pozos de los bloques C, D y B.

La tabla 26 anteriormente mencionada, muestra la conectividad entre arenas del bloque E con el D y en la tabla 27 se observa la conectividad entre arenas del bloque E con el C. Así mismo, la tabla 28 muestra la conectividad entre arenas del bloque E con el B.

ARENA	RIC-057	RIC-031	RIC-064	RIC-082
AS				
AB				

**Tabla 27. Conectividad entre Arenas (Bloque E y C)**

ARENA	RIC-057	RIC-036	RIC-063
AS			
AB			

**Tabla 28. Conectividad entre Arenas (Bloque E y B)**

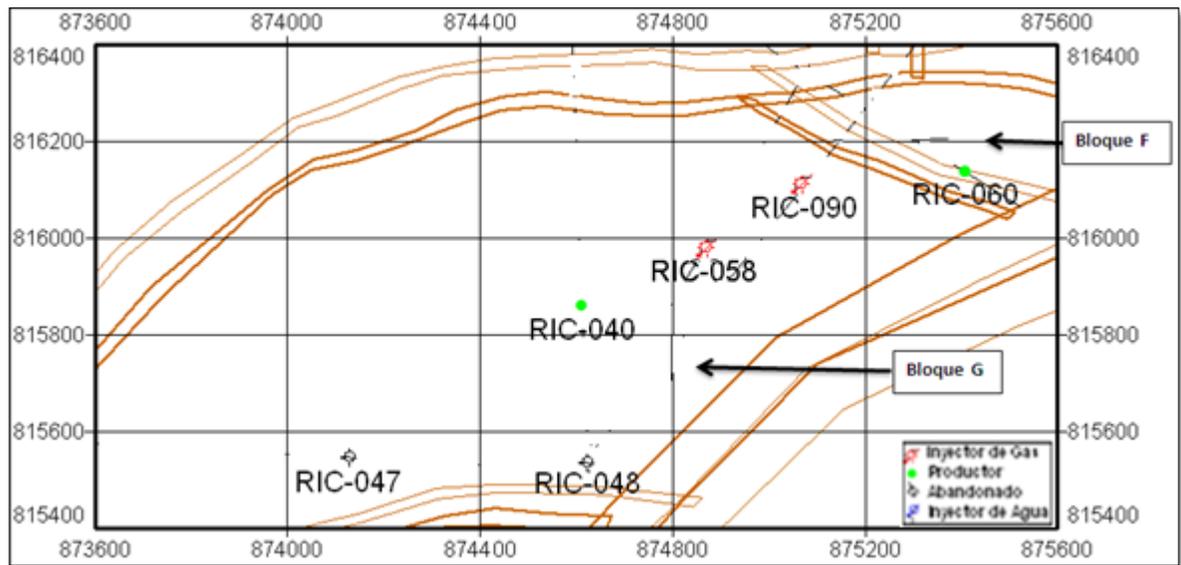
## 4.6 Bloques F y G

### 4.6.1 Ubicación de los Pozos y Conectividad de sus Arenas

En el bloque F existe un único pozo abierto a producción, el RIC-060 (Figura 17), por esta razón y por la cercanía del bloque G, se hará el análisis de la conectividad de arenas teniendo en cuenta estos dos bloques. Igualmente como se observa en la Figura 17, para el caso del bloque G, se tiene un pozo abierto a

producción, un solo pozo inyector de gas, un pozo abandonado y un monitor de presión; hay un pozo que inyectó gas, RIC-090, pero actualmente no recibe inyección.

Para el análisis de la conectividad entre arenas, primero se consideró la conectividad entre arenas del pozo inyector del bloque G con el productor del mismo bloque y con el RIC-060, único productor del bloque F; así mismo, se tuvo en cuenta los pozos inyectores vecinos del bloque F, para evaluar su posible influencia en el mismo.



**Figura 17. Ubicación de Pozos en los Bloques F y G**

- Conectividad entre arenas del pozo inyector de gas, RIC-058 del bloque G, con el productor del mismo y el del bloque F.

ARENA	RIC-058	RIC-040	RIC-060
AS			
AB			

**Tabla 29. Conectividad entre Arenas (Bloque F y G – Inyector de Gas)**

- Conectividad entre arenas del pozo inyector de agua, RIC-057, del bloque E, con el productor del bloque F y del G.

ARENA	RIC-057	RIC-060	RIC-040
AS			
AB			

**Tabla 30. Conectividad entre Arenas (Bloques E, F y G)**

## **5 EVALUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN POR BLOQUE/ARENA Y POSIBLES RECOMENDACIONES**

Teniendo la distribución de producción e inyección por cada completamiento y contando con la información de conectividad entre arenas de pozos inyectores con las de productores presentada en el capítulo anterior, se inicia con el análisis de los resultados obtenidos, teniendo en cuenta dos escenarios, como se explicó anteriormente, los eventos representativos definiendo tendencias y la gráfica del factor de recobro vs volumen poroso inyectado de agua y gas, que se realizó con los acumulados distribuidos por arena. Este análisis se realizó por bloque/arena.

Para evaluar la influencia positiva o negativa de pozos inyectores sobre productores del bloque, fue necesario crear gráficas de producción vs inyección, en el software OFM y de esta manera analizar cambios de declinación. De acuerdo a lo anterior, se tomó cada pozo inyector y se analizó con cada uno de los pozos productores del bloque.

Para todas las gráficas de influencia de pozos inyectores a productores, se graficaron en el eje izquierdo la producción y la inyección del fluido (gas - agua); y en el eje derecho el comportamiento del corte agua y producción de gas respectivamente.

Para el análisis por tendencia de eventos, se revisó principalmente la historia de cada pozo, evaluando la efectividad de trabajos como estimulaciones, fracturas y cañoneos a arenas específicas de cada bloque, y de esta manera sugerir ese mismo tipo de trabajos a arenas que según los resultados de la distribución, son posibles candidatas a intervenciones. Así mismo, se tuvo en cuenta problemas críticos y comunes en cada bloque, como colapsos y arenamiento.

### **5.1 Producción de petróleo e inyección de agua por bloque y arena**

#### **5.1.1 Np por Bloque y Arena**

Al realizar la distribución de producción por bloque y arena se identificó que las arenas superiores del bloque A han aportado a la fecha (Abril de 2013) más de la mitad de la producción total de estas arenas (53%); el bloque B por su parte ha aportado un 35%, seguido del bloque G con el 5% y el bloque D con un 4%; los bloques C, E y F son los que menor aporte en producción de petróleo han presentado históricamente. Lo anterior se expresa en la Figura 18.

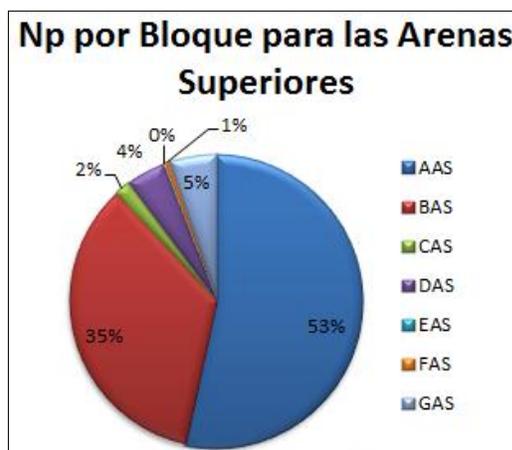


Figura 18. Np por Bloque para las Arenas Superiores

Así mismo, se determinó que las arenas basales del bloque B han aportado más de la mitad de la producción total de estas arenas (61%); por su parte las basales de los bloques A y C han aportado 15% cada uno, seguidos del bloque D con un 7%. Los bloques E, F y G son los que menor aporte en producción han presentado a través de estas arenas. Ver Figura 19.

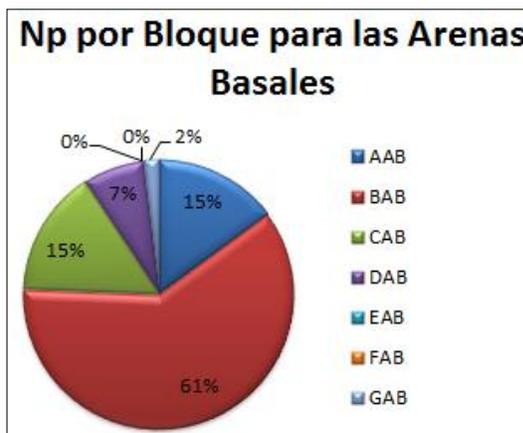


Figura 19. Np por Bloque para las Arenas Basales

### 5.1.2 Inyección de agua por bloque y arena

De acuerdo a la distribución de inyección realizada se determinó que las arenas superiores de los bloques A y B son las que reciben la mayor parte del agua inyectada con 50% y 47%, respectivamente, seguido del bloque G con el 2% y C con el 1%. El resto de bloques no reciben inyección por estas arenas.

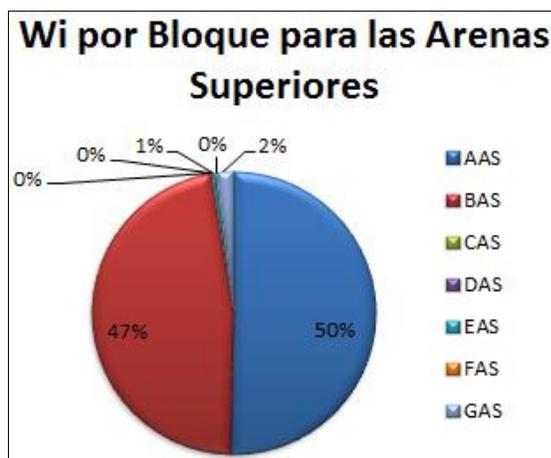


Figura 20. Wi por Bloque para las Arenas Superiores

Para las arenas basales se determinó que la inyección de agua se ha realizado mayormente en el bloque B con un 76%, seguido del bloque A con 18% y por último el bloque C con el 6%. Los demás bloques no han recibido agua de inyección de manera representativa.

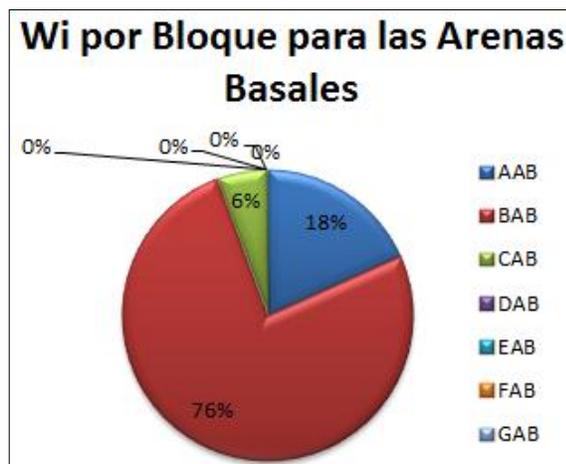
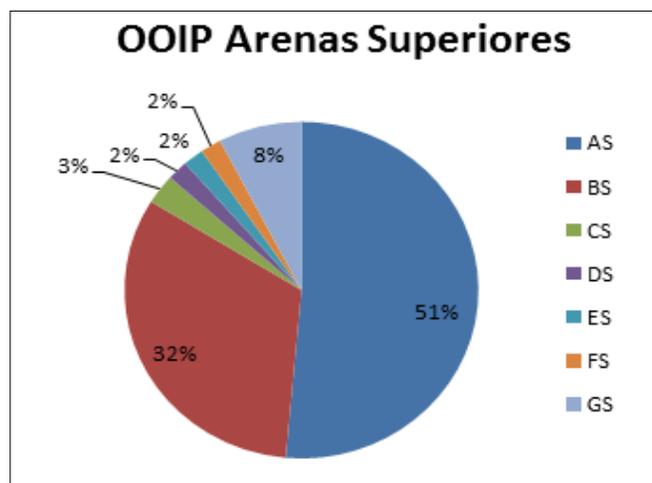


Figura 21. Wi por Bloque para las Arenas Basales

## 5.2 OOIP por Bloque y Arena

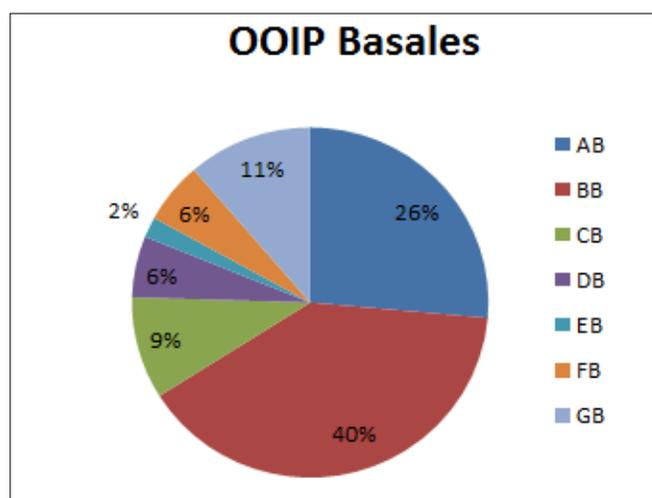
Dentro del análisis de los resultados obtenidos, se consideraron los datos de OOIP por bloque y arena, con el fin de establecer un patrón de referencia que permitiera una orientación más clara del estudio y evaluación de la distribución realizada. Estos datos se presentan en porcentaje, ya que para el estudio solo es necesario determinar que tanto aporte se puede llegar a tener de una u otra arena en determinado bloque.



Gráfica 4. OOIP de Arenas Superiores por Bloque

Como se observa en la Gráfica 4, el hidrocarburo proveniente de las arenas superiores se encuentra en mayor proporción en el bloque A con un 51%; así mismo, el bloque B con un porcentaje de 32%, es el segundo bloque con mayor presencia de hidrocarburo proveniente de las superiores. Por el contrario, los bloques C, D, E y F, son los que menos hidrocarburo contienen de estas arenas, 3% para el bloque C y 2% para D, E y F cada uno.

Para el caso de las arenas basales, como se indica en la Gráfica 5, el bloque B posee mayor presencia de hidrocarburo proveniente de estas arenas con un 40%, siguiéndole el bloque A con un 26%.

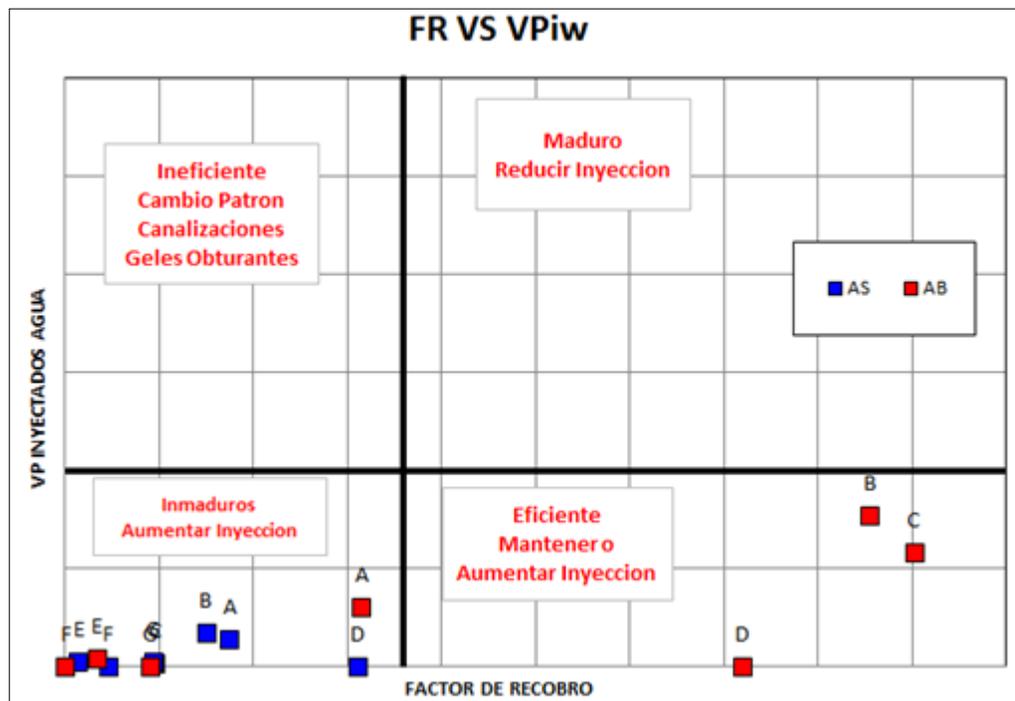


Gráfica 5. OOIP de Arenas Basales por Bloque

El bloque E, es el que menor hidrocarburo de las arenas basales contiene en proporción con los demás, tan solo el 2%. Con lo anterior, se puede inferir que los bloques más importantes del campo son A y B; que las arenas superiores son las más representativas para el bloque A, y las basales para el bloque B.

### 5.3 Factor de Recobro vs Volumen Poroso inyectado de Agua por Bloque y Arena

Para elaborar la gráfica del factor de recobro contra volumen poroso total de agua inyectada por bloque/arena, se usaron los acumulados distribuidos obtenidos en el formato de Excel por completamiento, permitiendo la clasificación por cuadrantes mencionada en la sección 3.6 (maduro, inmaduro, eficiente, ineficiente).



Gráfica 6. Factor de Recobro vs Volumen Poroso de Agua Inyectada por Bloque/Arena

Como se observa en la Gráfica 6, los bloques E, F y G, tanto para las arenas superiores como para las arenas basales, están ubicados sobre la zona del tercer cuadrante, clasificándose como inmaduros, es decir, que son bloques en los que no se ha obtenido un factor de recobro significativo, por lo tanto, se recomienda aumentar inyección donde ya existe, y evaluar la posibilidad de conversión de pozos productores a inyectores en los bloques donde aún no se han iniciado

proyectos de recobro por inyección de agua. Así mismo, se recomienda aumentar o mantener inyección en los bloques C y B en las arenas superiores e iniciar proyectos de inyección de agua en las arenas superiores de los bloques D.

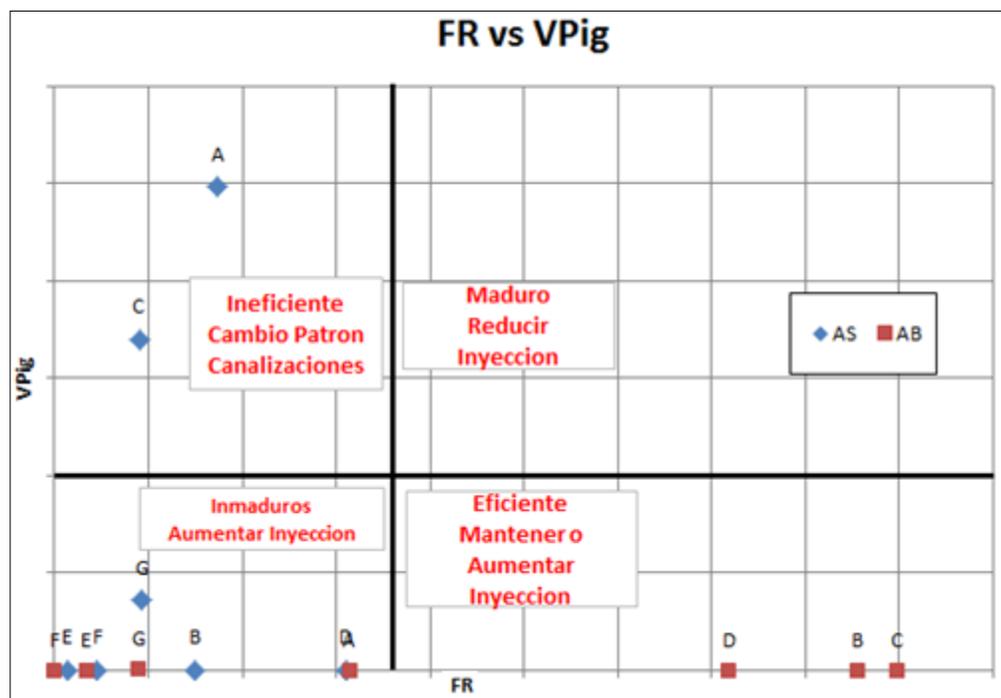
Al mismo tiempo, según los resultados obtenidos, el bloque A para las dos arenas, también se clasificaría como inmaduro, aun cuando el factor de recobro obtenido de las arenas basales es mayor que el de las superiores; se recomienda aumentar inyección y de acuerdo a la gráfica de OOIP anteriormente analizada, se podría evaluar la posibilidad de abrir zonas a producción en las arenas superiores.

En cuanto a las arenas basales de los bloques B y C, se sugiere mantener o aumentar la inyección, ya que a la fecha se ha obtenido un factor de recobro alto. Igualmente, para estas mismas arenas en el bloque D, se recomienda conversión de pozos productores a inyectores y/o perforar nuevos pozos con el fin de iniciar un proyecto de recobro por inyección de agua, ya que se ha obtenido un recobro alto con poco o nada de agua inyectada.

#### **5.4 Factor de Recobro vs Volumen Poroso inyectado de Gas por Bloque y Arena**

Para el análisis del gas inyectado por bloque y formación, fue necesario usar las ecuaciones (1) y (3), expresadas anteriormente, resultando la Grafica 7. Como se observa, en el Campo Rio Ceibas, la inyección de gas se ha implementado solo a través de las arenas superiores en los bloques A, C y G, donde actualmente se inyecta en los bloques A y G, como se mencionó en el capítulo 3.

A pesar de que no se han obtenido factores de recobro significativos, la inyección de gas en estos bloques ha permitido que el comportamiento de la producción sea relativamente estable, como se hablará más adelante. Teniendo en cuenta lo anterior y la clasificación por cuadrantes en la gráfica, se recomienda para los bloques A y G, considerar el cambio de patrón de inyección de gas, con el fin de obtener un factor de recobro mayor.



Gráfica 7. Factor de Recobro vs Volumen Poroso de Gas Inyectado por Bloque/Arena

### 5.5 Análisis por Tendencia de Eventos e influencia de Pozos Inyectores sobre Pozos Productores por Bloque

Se recurrió a las tablas de conectividad entre arenas de pozos inyectores sobre pozos productores por bloques y a las gráficas del comportamiento histórico de producción e inyección de los pozos de cada bloque.

#### BLOQUE A

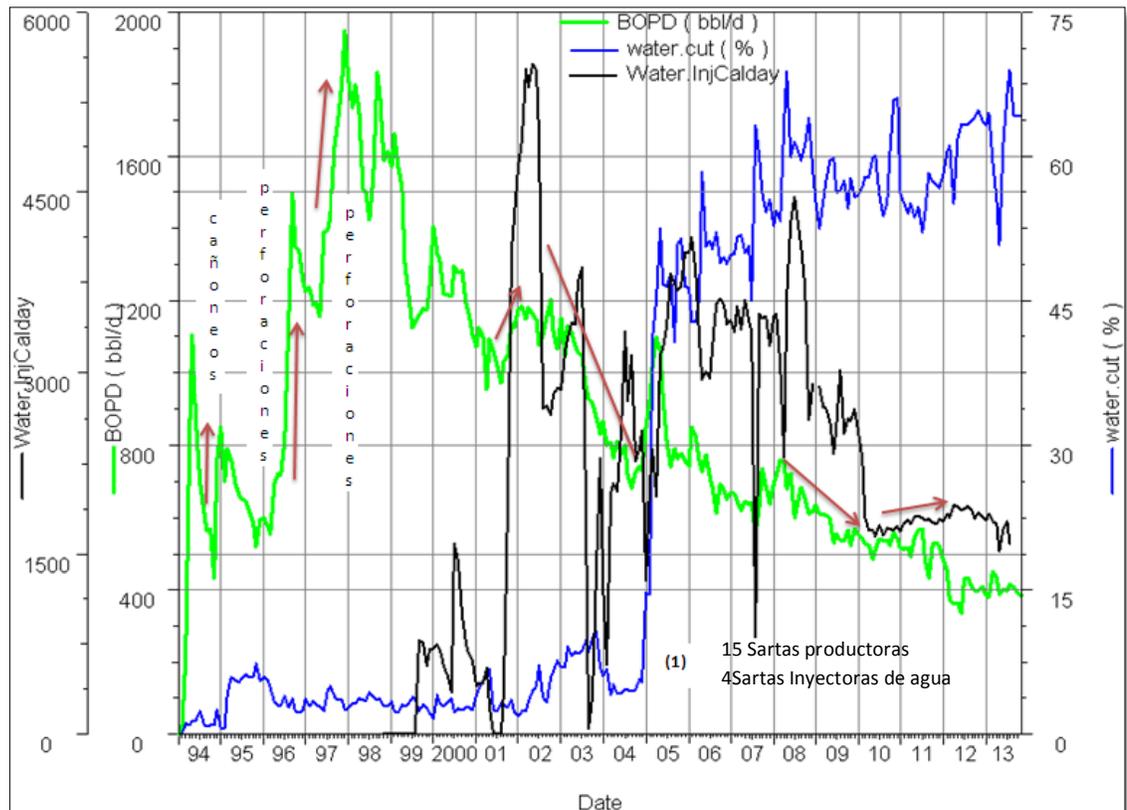
##### Producción de Fluidos vs Tiempo

El comportamiento de la producción de líquidos a través del tiempo y el efecto del recobro secundario por inyección de agua en el bloque A, se observa en la Grafica 8. Es evidente la efectividad de la inyección de agua, ya que si no se hubiera adelantado este proyecto, la producción del bloque se encontraría a niveles muy por debajo de la actual (400 BOPD a Abril de 2013, aproximadamente).

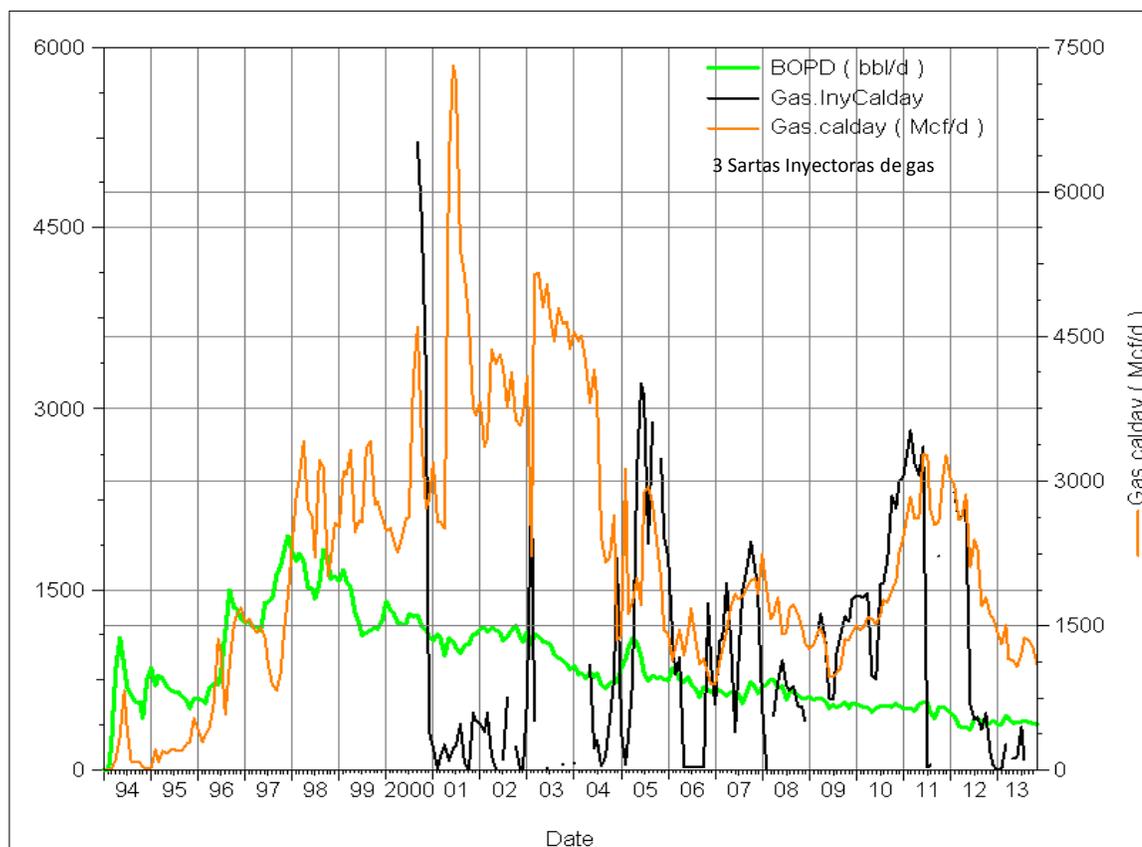
Así mismo, a finales de 2004 (1) se puede observar el punto de breakthrough, donde el incremento de la producción de agua es muy superior comparado con la producción de crudo.

Los marcados incrementos de producción que se pueden observar en la grafica, se deben principalmente a las perforaciones de los pozos, además de los cañoneos o recañoneos de las arenas importantes del campo. Así mismo, existen pequeños incrementos debido a las estimulaciones y fracturamientos, pero no son muy significativos comparados con los incrementos de producción debido a la inyección de agua.

Actualmente el bloque A es uno de los más extensos, con un porcentaje de aporte del 28% en la producción acumulada total del campo.



**Gráfica 8. Historia de Producción e Inyección de Agua en el Bloque A**

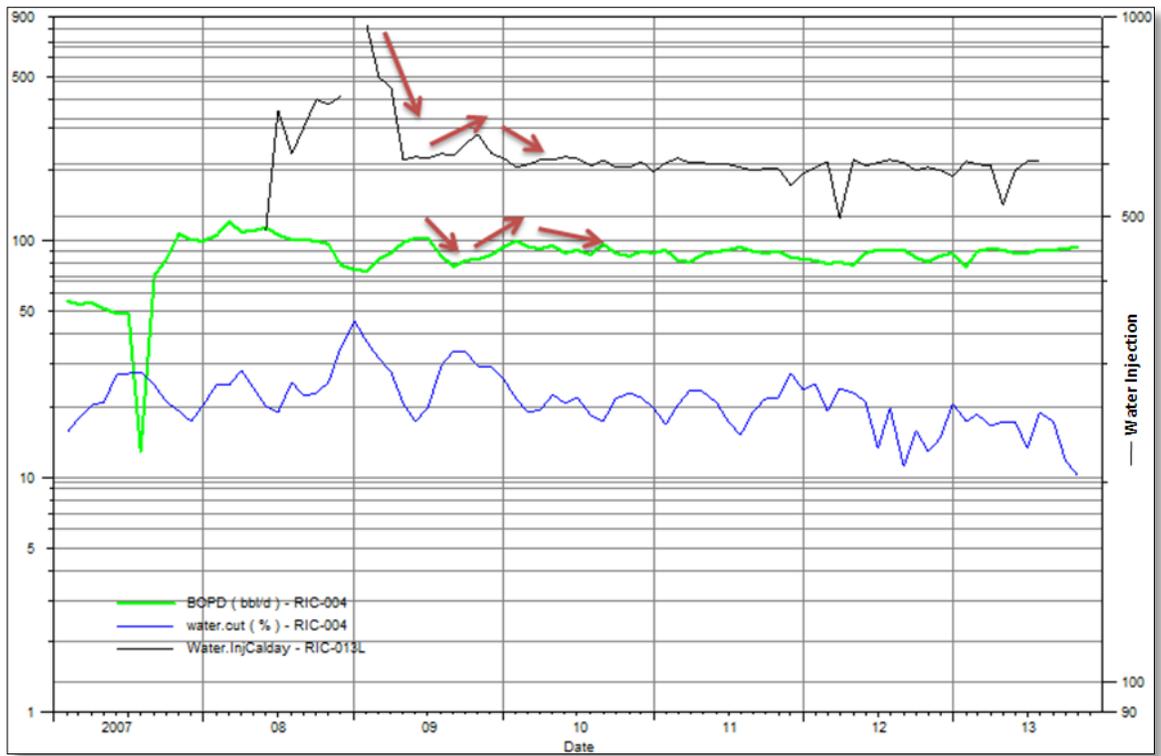


**Gráfica 9. Historia de Producción e Inyección de Gas en el Bloque A**

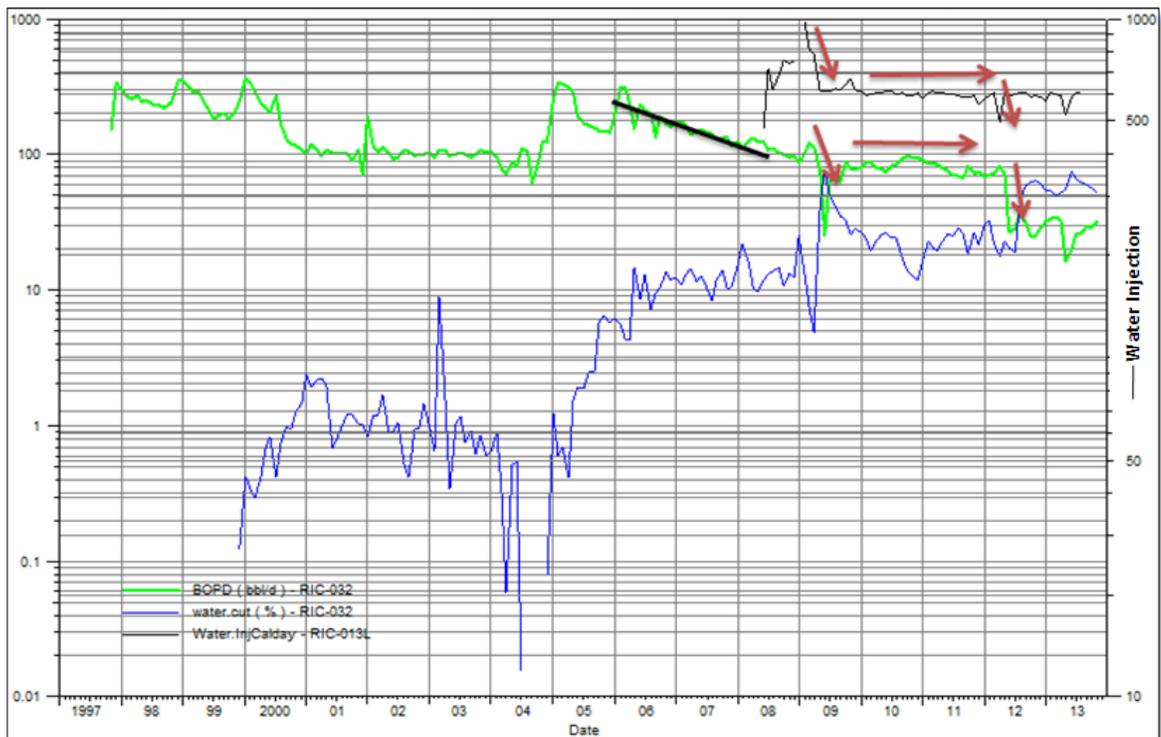
Así mismo en el bloque A se evidencia un beneficio por la inyección de gas en las arenas superiores de la formación Honda, como se observa en la Grafica 9.

### **RIC-013**

De acuerdo a la tabla 8, este pozo actualmente inyecta agua por las arenas basales y de los pozos con los que presenta conectividad entre sus arenas, influencia de manera positiva al RIC-004 y RIC-032, como lo indican las flechas rojas en las Gráficas 10 y 11. También se evidencia cambios positivos de declinación de la producción de petróleo, específicamente en la Gráfica 11.



Gráfica 10. Influencia del RIC-013L al RIC-004

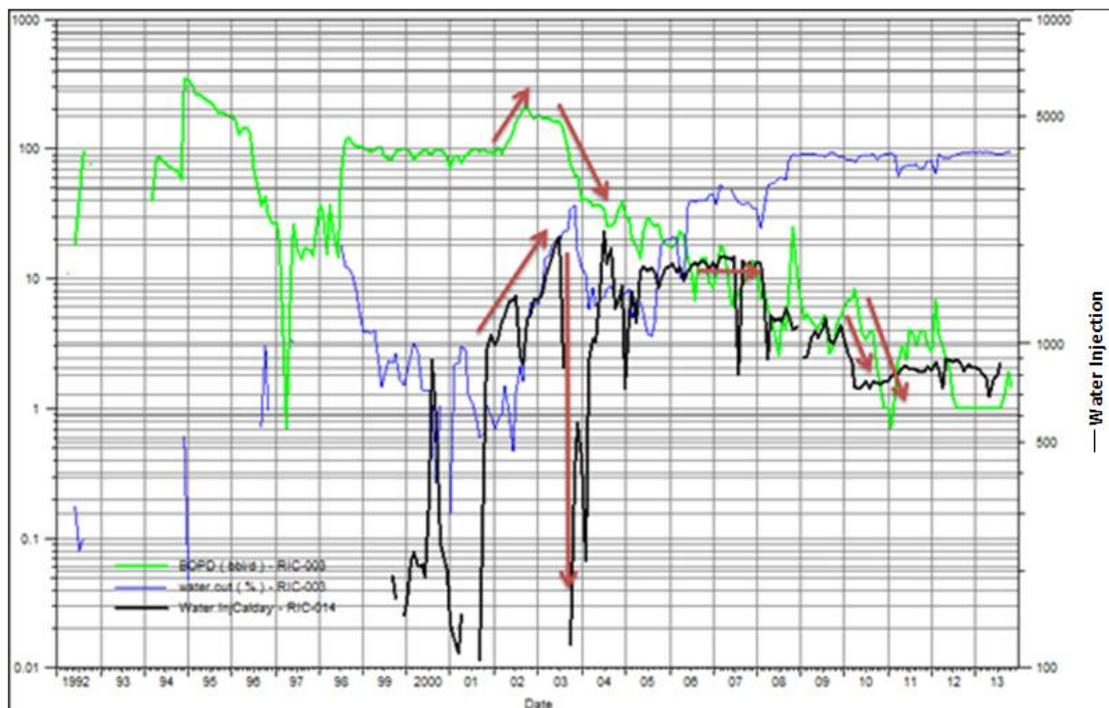


Gráfica 11. Influencia del RIC-013L al RIC-032

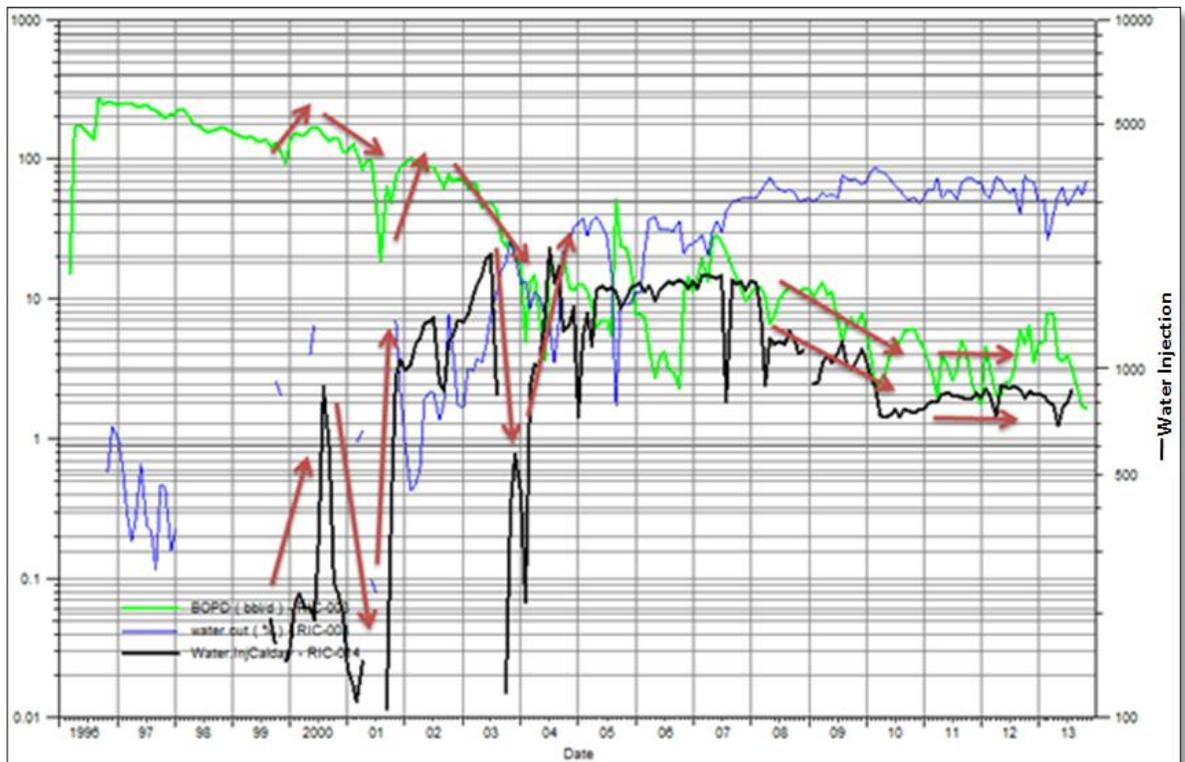
Con respecto a la distribución realizada y al análisis por eventos, se recomienda realizar estimulación orgánica a las arenas basales abiertas en el RIC-032, ya que se determinó que para el bloque A, este tipo de estimulación genera buenos resultados en estas arenas y en este pozo han llegado a aportar entre un 60% y 70% de la producción. Lo anterior, se fundamenta en que el aporte actual del RIC-032 por esas arenas es pobre.

#### RIC-014

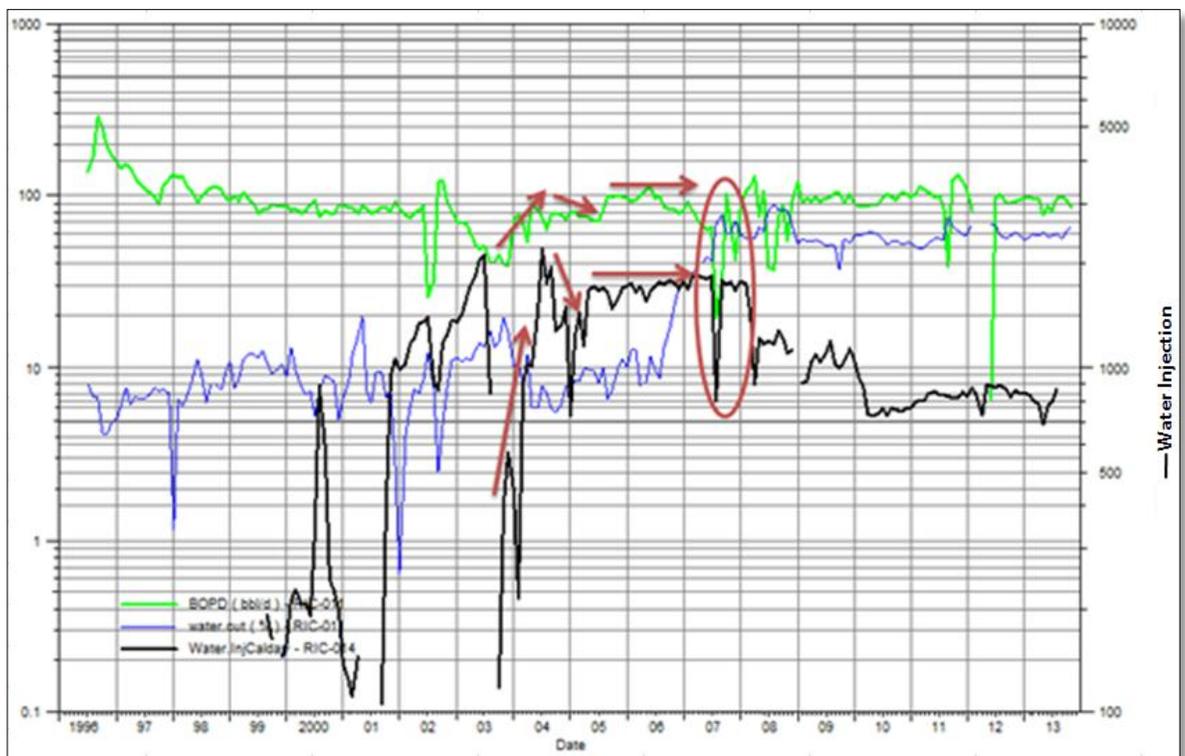
Este pozo inyecta agua tanto por las arenas superiores como por algunas basales de los pozos con los cuales tiene conectividad según la tabla 9, influencia de manera positiva al RIC-003 y RIC-011 por las superiores, y al RIC-007 y RIC-012 por las dos arenas, afectando en mayor proporción por las arenas basales, según resultados de distribución. Lo anterior se puede apreciar con las gráficas del comportamiento de producción de los pozos productores anteriormente mencionados y la inyección del RIC-014, como lo indican las flechas rojas de las Gráficas 12, 13, 14 y 15. De igual manera afecta negativamente al RIC-019 tanto por las arenas superiores como por las basales, según resultados obtenidos de la distribución (Gráfica 16). Este efecto negativo posiblemente se debe a que se está presentando canalización del agua inyectada.



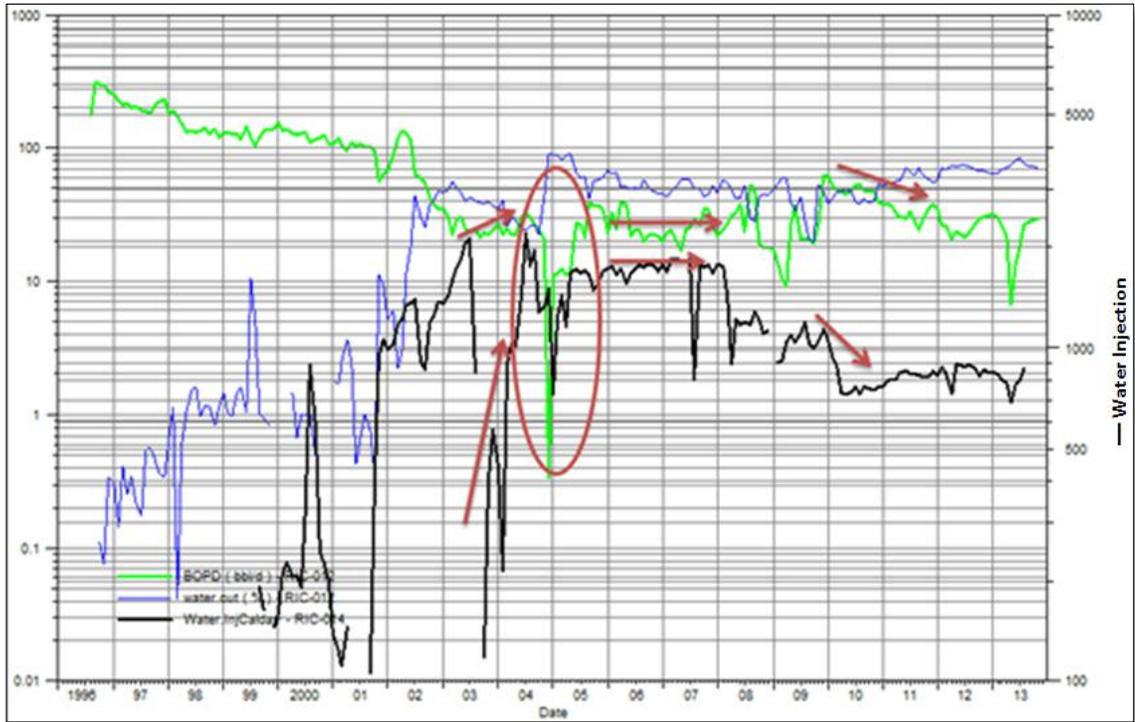
Gráfica 12. Influencia del RIC-014 al RIC-003



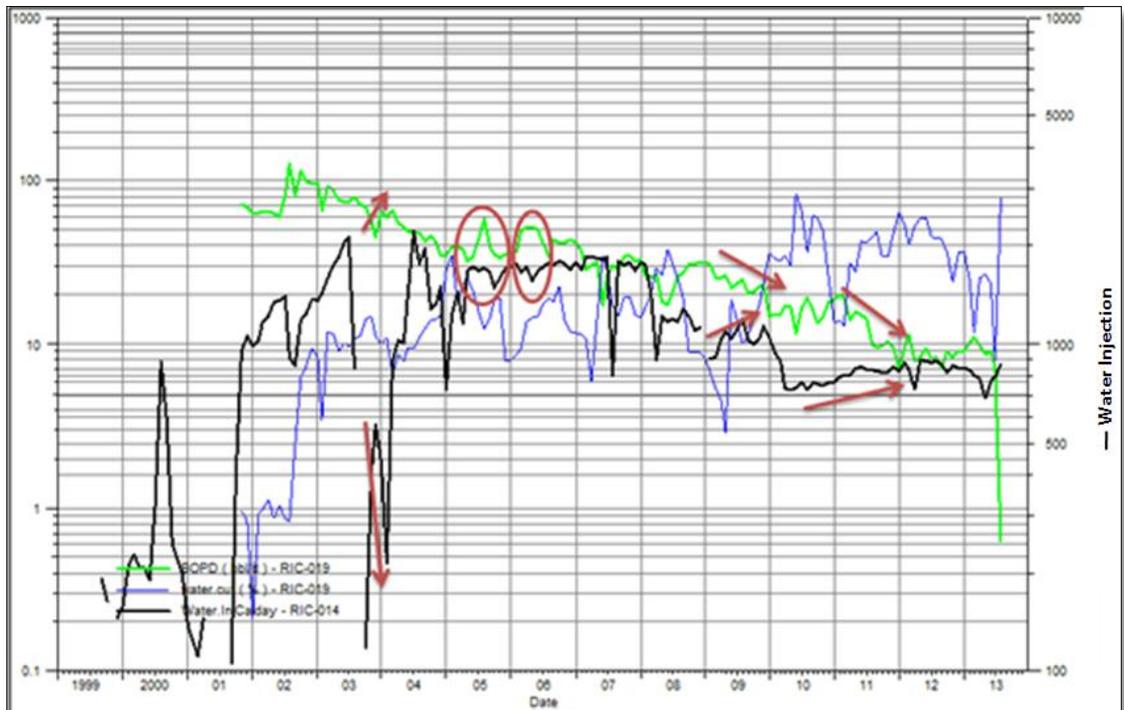
Gráfica 13. Influencia del RIC-014 al RIC-007



Gráfica 14. Influencia del RIC-014 al RIC-011



Gráfica 15. Influencia del RIC-014 al RIC-012



Gráfica 16. Influencia del RIC-014 al RIC-019

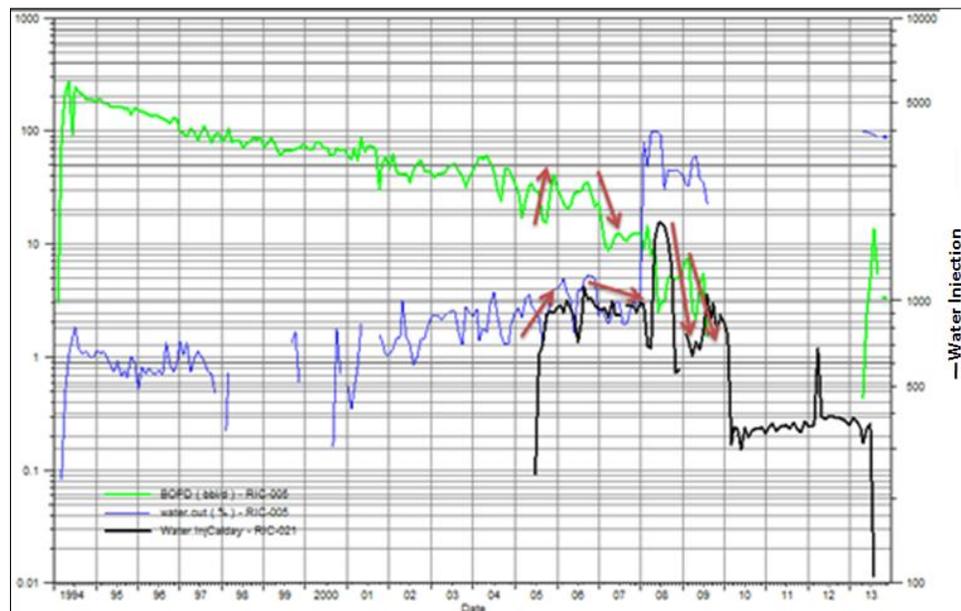
En cuanto a tendencia de eventos, se recomienda para el RIC-003, reactivar o cañonear algunas arenas basales, que estuvieron abiertas y actualmente están aisladas, ya que según el análisis de la distribución, se determinó que tuvieron buen aporte hasta que se aislaron. Así mismo, estimular las arenas superiores abiertas, ya que actualmente no están aportando de manera significativa.

Para el RIC-007, se recomienda realizar trabajos de limpieza por arenamiento, como también estimulación ácida a las arenas superiores, ya que a partir del análisis por tendencia de eventos se identificó que en estas arenas se obtiene una mejor respuesta de la estimulación ácida que de la orgánica.

En el RIC-019, se recomienda cañonear las arenas superiores que aún no están abiertas y realizar estimulación orgánica a las arenas basales porque los análisis demostraron que para este bloque las estimulaciones de tipo orgánico son más efectivas que las de tipo ácido para las arenas. Igualmente al revisar los registros del RIC-012, se determinó la viabilidad de cañonear el tope de las arenas basales en este pozo.

## RIC-021

Inyecta agua tanto por las arenas superiores como por las basales, y de acuerdo a la Gráfica 17, este pozo influencia de manera positiva al RIC-005.



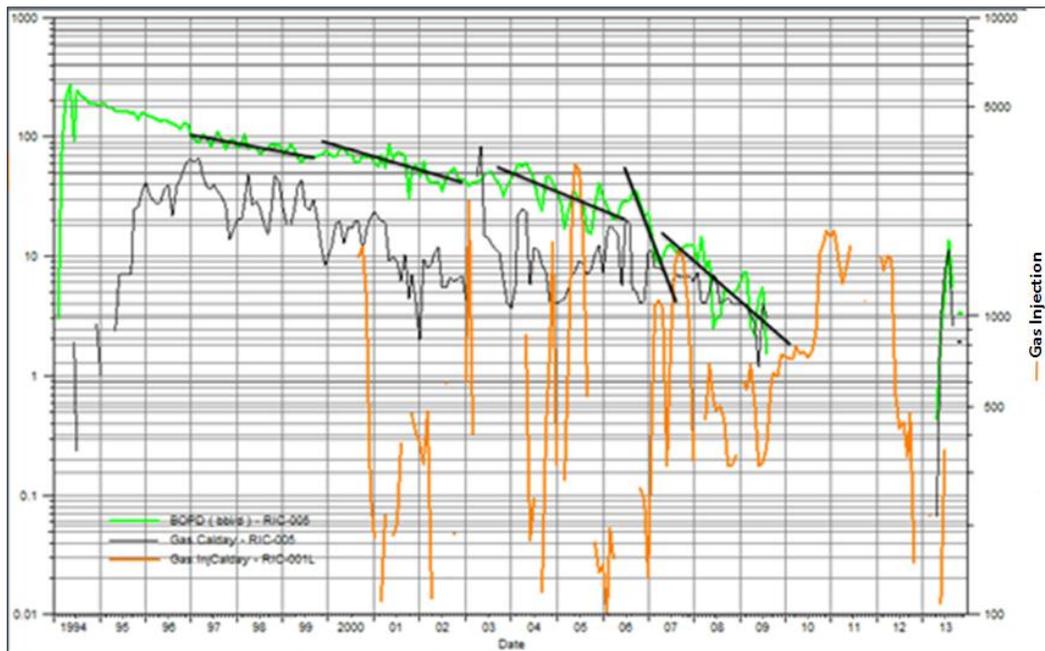
Gráfica 17. Influencia del RIC-021 al RIC-005

Teniendo en cuenta el análisis por tendencia de eventos, se recomienda considerar la posibilidad de reactivar el pozo RIC-005, ya que actualmente está temporalmente cerrado, como también fracturar las arenas basales presentes en el mismo, ya que de acuerdo a la distribución de producción e inyección son las que mayor aporte de fluidos presenta.

Según el análisis de distribución de producción-inyección, el RIC-021 que inyecta agua en este bloque y que conecta con el pozo RIC-006 (productor) no lo influencia significativamente en su producción.

### **RIC-001**

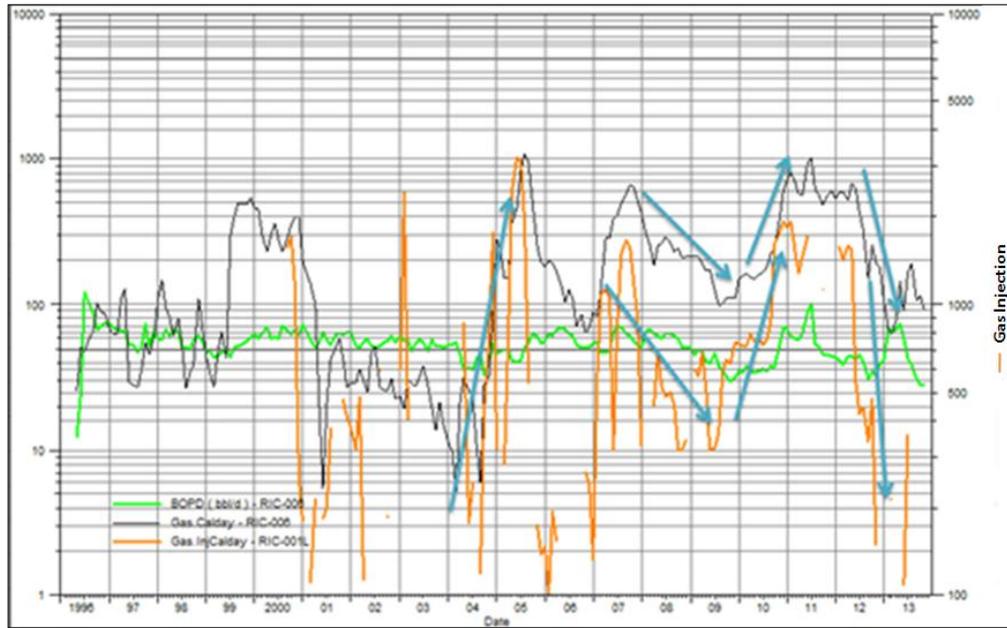
Inyecta a través de sus sartas por las arenas superiores, influenciando de manera positiva a los tres pozos (RIC-005, 006 y 012) con los cuales presenta conectividad entre sus arenas (Tabla 11); el efecto positivo en el comportamiento de la producción de estos tres pozos, se puede observar en las Gráficas 18, 19 y 20.



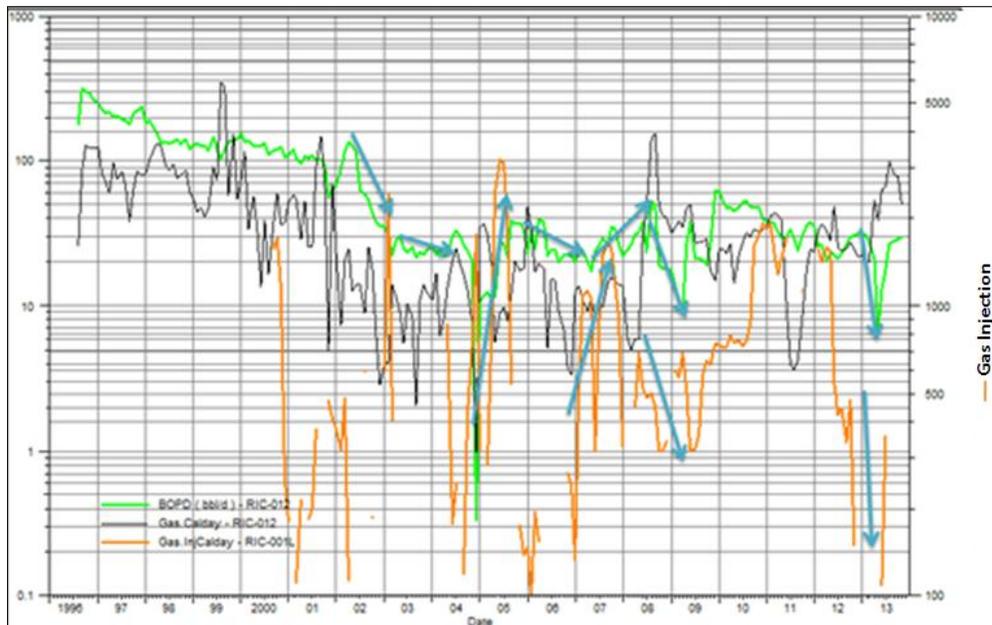
**Gráfica 18. Influencia del RIC-001 (Inyector de Gas) al RIC-005**

Como se observa en la Gráfica 19, la producción de gas del RIC-006, presenta el mismo comportamiento del de la inyección de gas del RIC-001 y por lo tanto ha estado afectando la relación gas aceite en este pozo productor, sin embargo, el

comportamiento de la declinación de petróleo se ha mantenido relativamente estable, por lo anterior, se sugiere disminuir los valores de inyección actuales, teniendo cuidado de no afectar considerablemente la producción de los pozos que influencia.



**Gráfica 19. Influencia del RIC-001 (Inyector de Gas) al RIC-006**



**Gráfica 20. Influencia del RIC-001 (Inyector de Gas) al RIC-012**

De acuerdo al análisis de tendencia de eventos, se recomienda realizar trabajos de limpieza en las arenas superiores del RIC-006, ya que actualmente se encuentran arenadas, lo que ha generado una marcada disminución de la producción.

Al mismo tiempo, el análisis de eventos realizado a los pozos que no mostraron efecto alguno por parte de los inyectores anteriormente analizados, arrojó las siguientes recomendaciones:

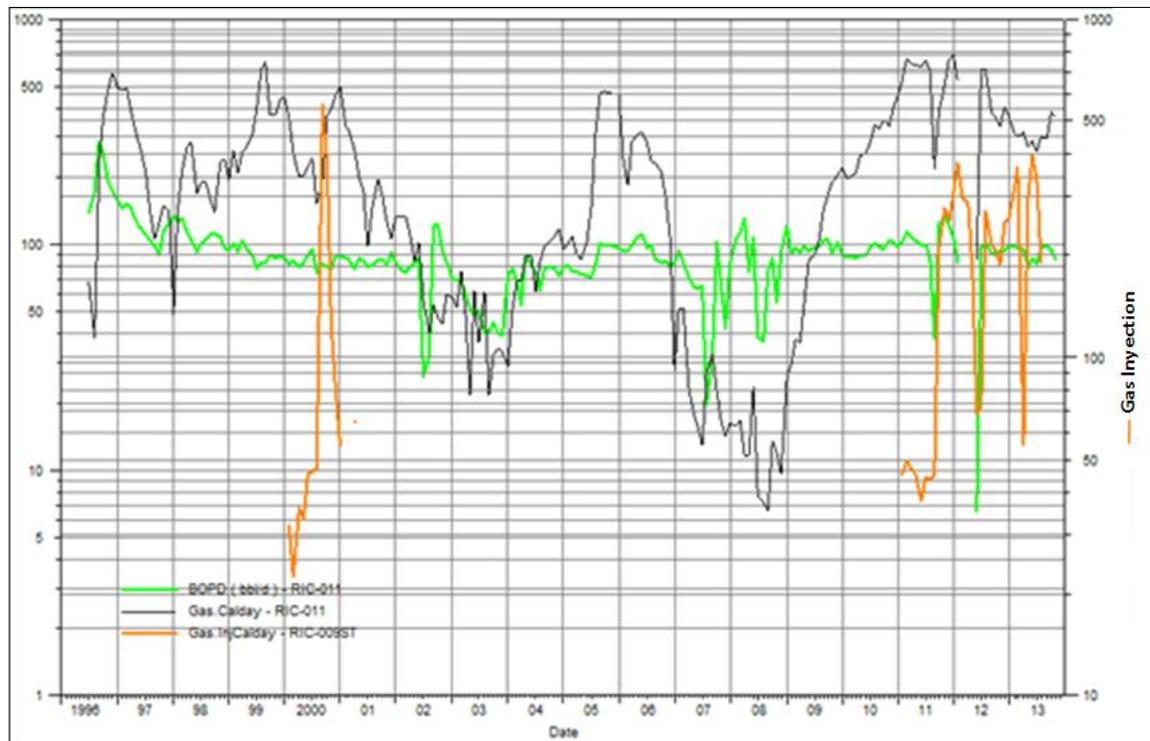
- Realizar fracturamiento a las arenas superiores en el RIC-016, ya que actualmente su aporte es pobre.
- El RIC-022 es candidato a convertirse en inyector, ya que los trabajos que se le han realizado no han funcionado, por el contrario han incrementado la producción de agua; por esta razón se recomienda realizar pruebas de inyectividad y con respecto a eso, convertirlo a inyector de agua.
- El RIC-023 viene incrementando la relación gas aceite de manera significativa; y evaluando su posición estructural, se recomienda realizar pruebas de inyectividad con gas y dependiendo de eso, convertirlo a inyector de gas, especialmente por las arenas basales.

Así mismo, se determinó que el 80% de los pozos que pertenecen a este bloque (A), presentan grave problema de arenamiento, por lo que se recomienda realizar trabajos de control de arena. Aunque esto se puede atribuir también al incremento de los valores de agua inyectados, por lo que sería importante evaluar el comportamiento de las presiones con los pozos que están acondicionados como monitores de presión y evitar sobrepresurizar la formación, ya que se podrían presentar igualmente problemas críticos de colapsos en algunas arenas o posiblemente que la velocidad de flujo sea mayor a la velocidad crítica, ocasionando un aumento significativo en la producción de agua. Por lo anterior se recomienda evaluar la posibilidad de disminuir los caudales de agua inyectados.

### **RIC-009ST**

Inyecta gas a través de las arenas superiores, pero no se alcanza a ver un efecto significativo en los pozos con los que presenta conectividad entre sus arenas, según la tabla 12, ya que estuvo cerrada la inyección desde diciembre del año 2000 hasta enero de 2011 (Aproximadamente 10 años), como se observa en la

Gráfica 21, donde se representa el comportamiento de la producción del RIC-011 con la inyección de gas del RIC-009ST.

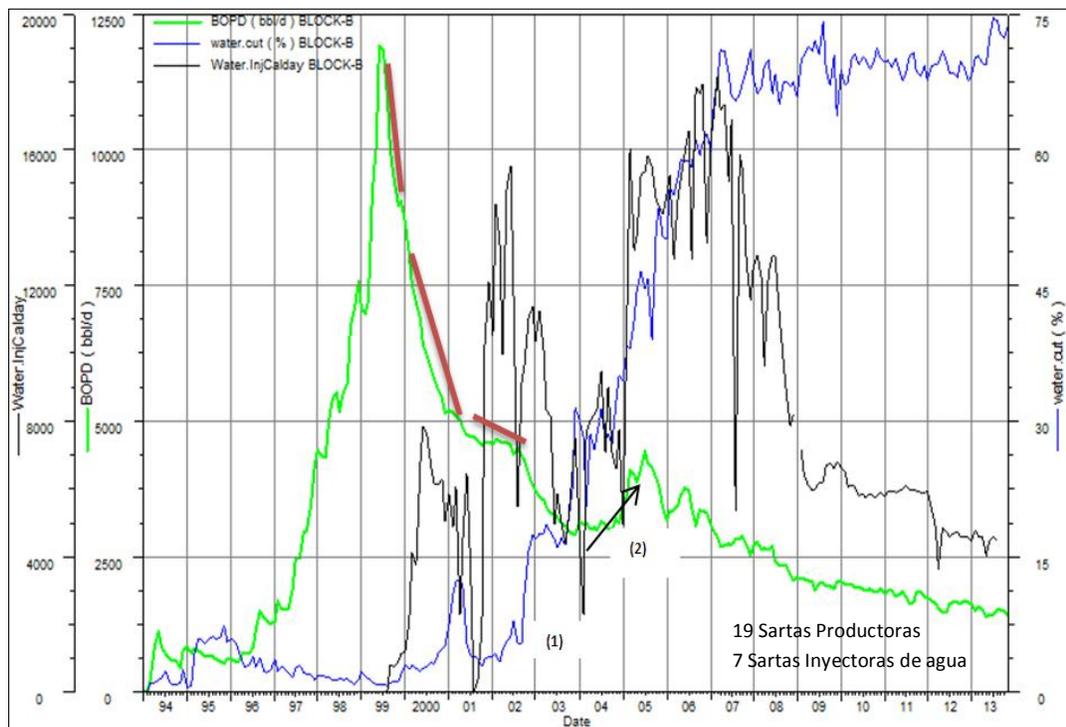


**Gráfica 21. Comportamiento de la Producción del RIC-011 vs la Inyección de Gas del RIC-009ST**

## **BLOQUE B**

### **Producción de Fluidos vs Tiempo**

En la Grafica 22 se observa una atenuación en la declinación de petróleo casi dos meses después de comenzar la inyección de agua en el campo, sin embargo fue un año más tarde donde se puede percibir claramente el desvío positivo de la curva (líneas rojas) que experimenta la producción de crudo. El punto de breakthrough (1) donde la producción de agua (fluido inyectado) comenzó a ser mayor respecto a la producción de crudo, se logra a principios de 2002. El aumento en la producción de crudo (2) en el 2004 y a principios de 2005 se debió a las nuevas perforaciones y a trabajos de estimulaciones y cañoneos; además del inicio de inyección de agua de algunos pozos anteriormente productores.



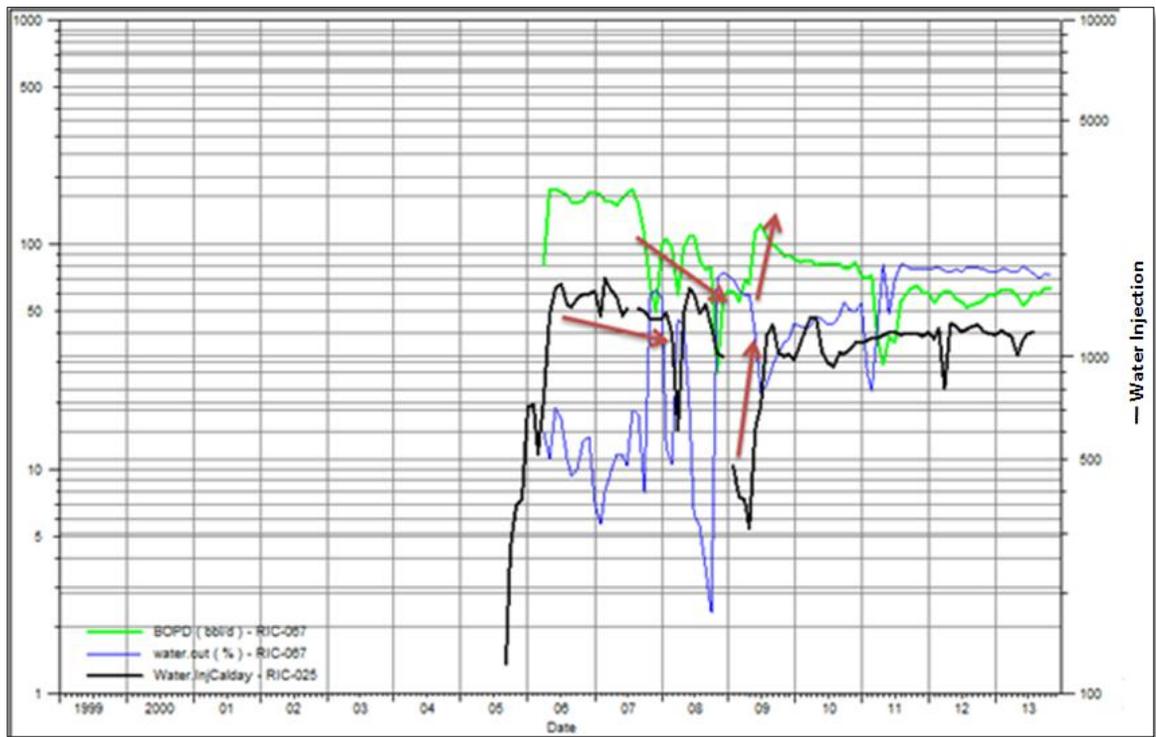
**Gráfica 22. Historia de Producción e Inyección de Agua en el Bloque B**

- **POZOS ACTUALMENTE ABIERTOS A INYECCIÓN DE AGUA**

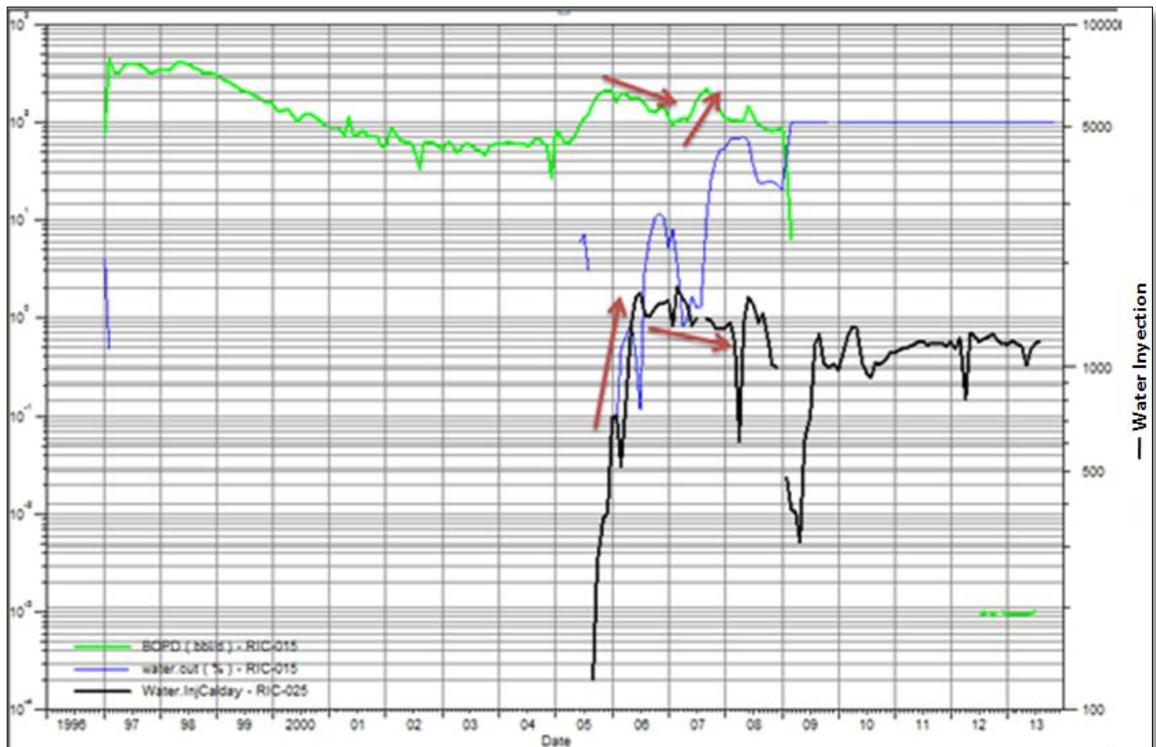
**RIC-025**

Inyecta agua a través de las arenas superiores y basales, influenciando de manera positiva al RIC-067, como lo indican las flechas rojas en la Gráfica 23.

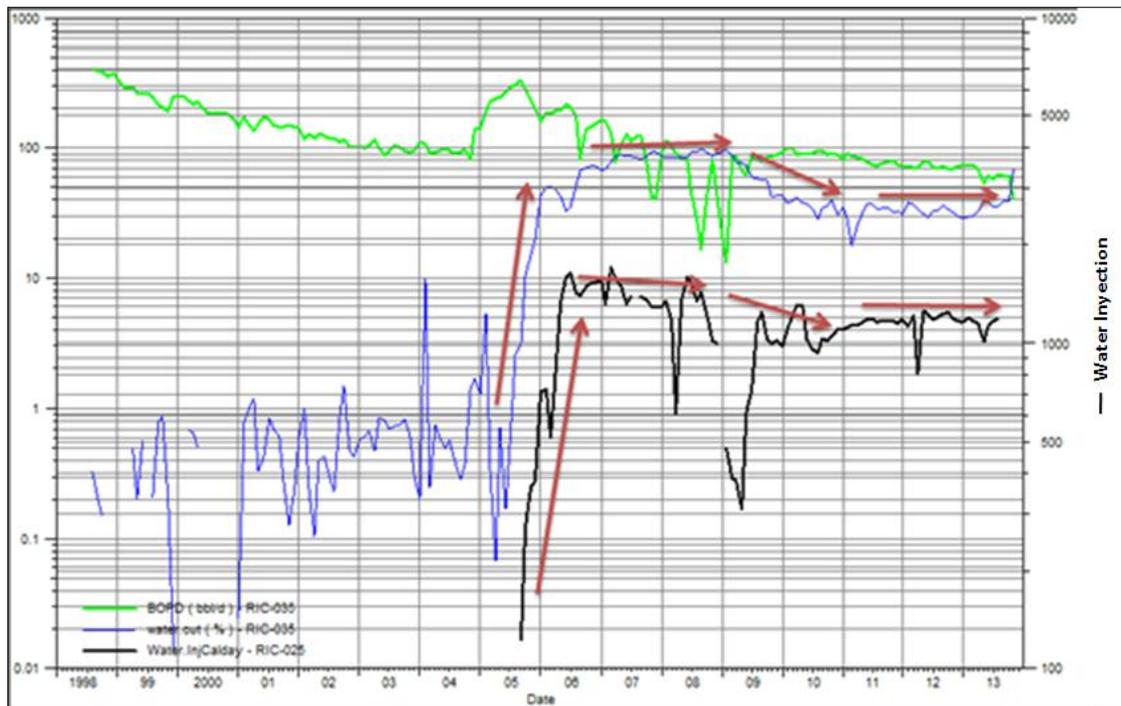
En las Gráficas 24 y 25, se muestra la relación inversa entre la inyección del RIC-025 y la producción de los pozos RIC-015 y RIC-035, en donde ante incrementos de inyección, la producción de estos pozos disminuye, y viceversa. Así mismo, se evidencia este comportamiento inverso para el corte de agua; posiblemente se canaliza al RIC-015 por las arenas basales, que según pruebas PLT son las que mayor aporte de agua presentan; así mismo, para el RIC-035 se canaliza igualmente por estas arenas, ya que cuando han sido estimuladas de alguna manera, la producción de agua ha aumentado de manera considerable, mostrando relación con la inyección de agua del RIC-025.



Gráfica 23. Influencia del RIC-025 (Inyector de Agua) al RIC-067



Gráfica 24. Influencia del RIC-025 al RIC-015



**Gráfica 25. Influencia del RIC-025 al RIC-035**

Por lo anterior, del análisis por tendencia de eventos, se propone para el RIC-015, considerar aislar las arenas basales que están aportando el 100% del agua de este pozo, según resultados de la distribución; y posteriormente evaluar la posibilidad de cañonear las arenas superiores, ya que según registros es una zona con alta presencia de hidrocarburo.

Así mismo, se recomienda estimular todas las arenas abiertas en el RIC-067. Teniendo en cuenta las estimulaciones que funcionaron y las que no, se sugiere que sea una estimulación con crudo inhibido.

Para el RIC-035, se recomienda por análisis de registros, cañonear en el tope y la base de las arenas basales, teniendo en cuenta que el mayor aporte de fluidos viene de alguna de esas arenas.

### **RIC-046**

Este pozo inyecta agua por las arenas superiores, influenciando de manera positiva al RIC-084 con el cual tiene conectividad entre sus arenas, según la tabla 14. Lo anterior indica una relación directa entre el comportamiento de la inyección de agua y el de la producción, como lo indica la Gráfica 26.



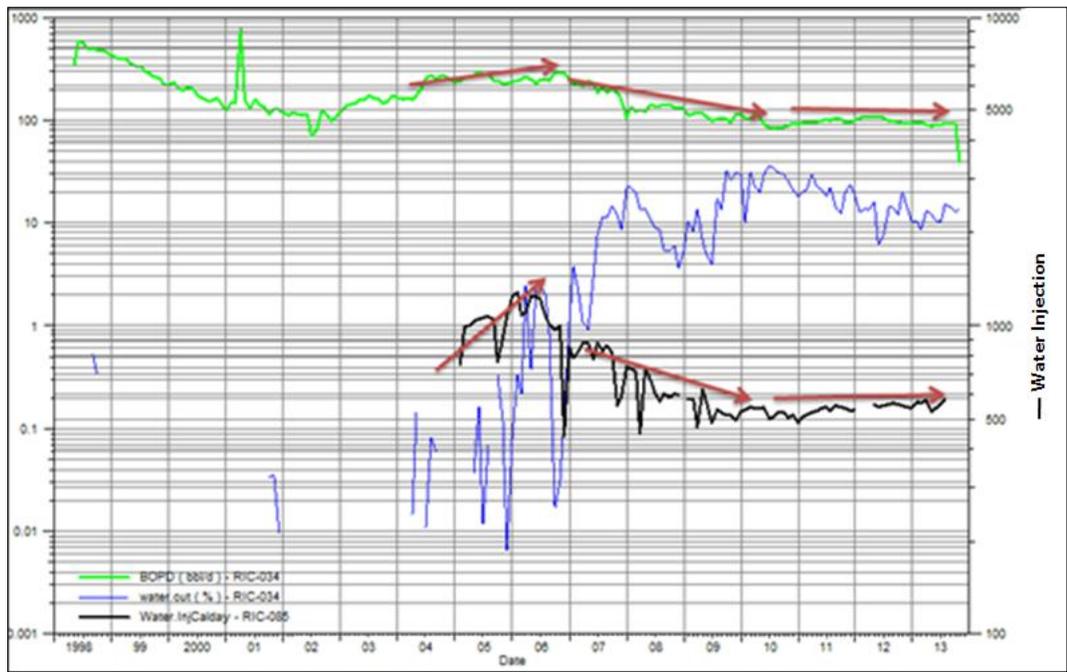
**Gráfica 26. Influencia del RIC-046 al RIC-084**

Igualmente, del análisis por tendencia de eventos, de acuerdo a las estimulaciones que han funcionado en esta zona, se recomienda realizar trabajos de estimulación ácida a las arenas abiertas del RIC-084, ya que la producción de fluidos en este pozo ha disminuido progresivamente.

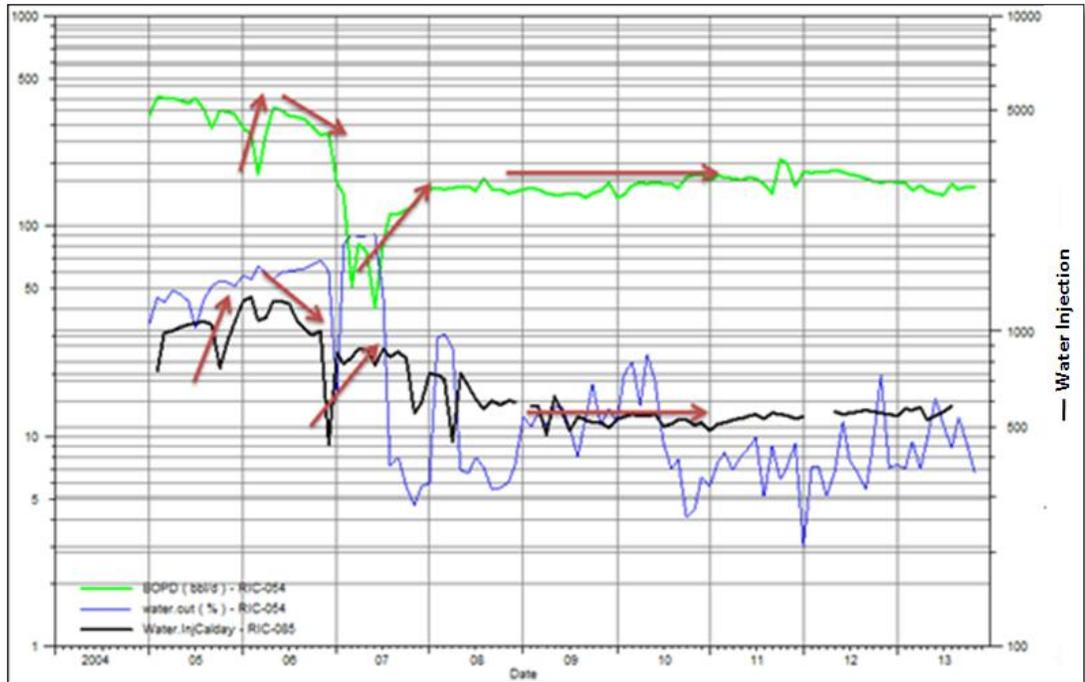
### **RIC-085**

Como lo indica la tabla 15 nombrada en el capítulo anterior, este pozo inyecta por las arenas basales y presenta conectividad con los pozos RIC-034, 084, 054 y 036, de los cuales influencia positivamente a los tres primeros y de manera negativa al último.

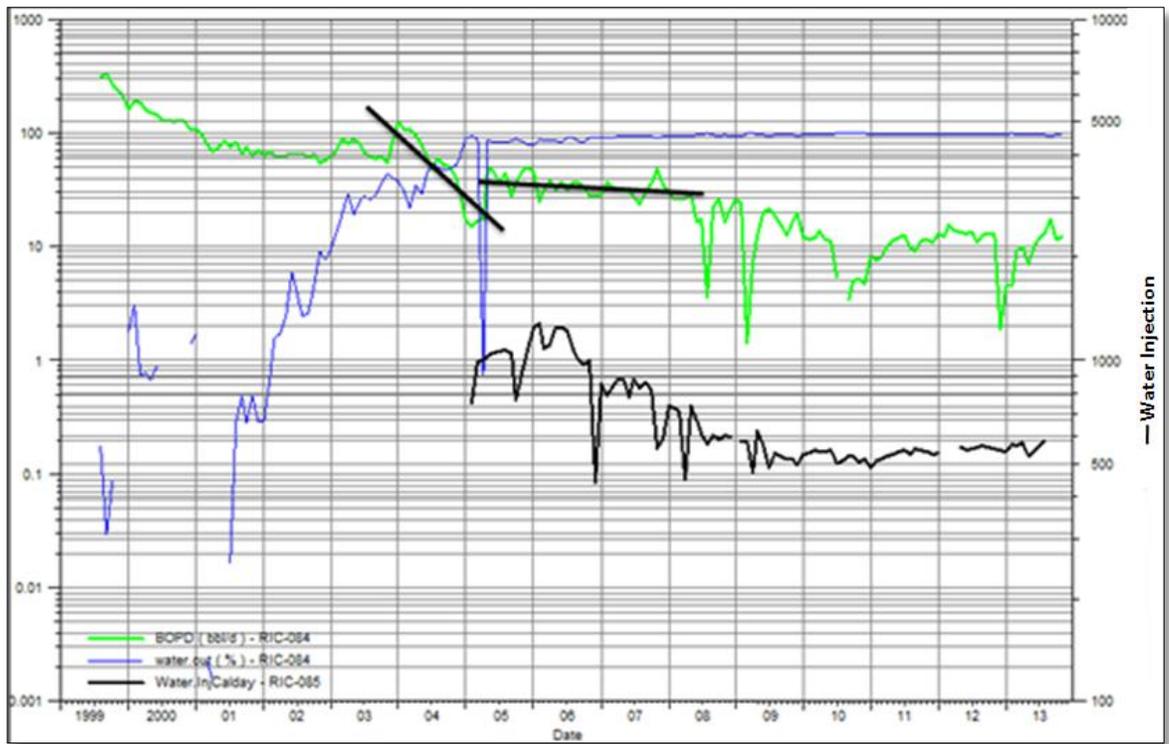
De acuerdo a lo anterior, en cuanto a la relación directa e influencia positiva del inyector a los productores, fue necesario graficar el comportamiento de la inyección del RIC-086 en el eje derecho y la producción de cada uno de los tres pozos anteriormente nombrados con el corte de agua en el eje izquierdo. Con el fin de observar de manera más clara el efecto, se crearon las flechas rojas presentes en las Gráficas 27, 28 y 29.



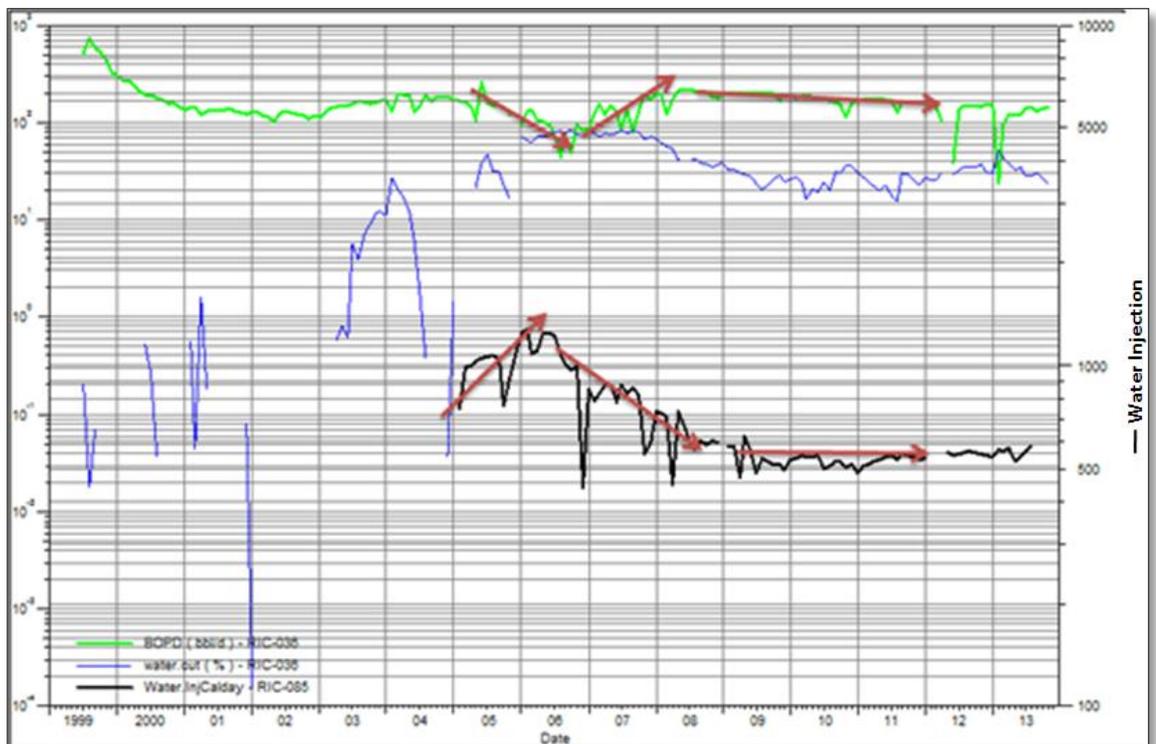
Gráfica 27. Influencia del RIC-085 al RIC-034



Gráfica 28. Influencia del RIC-086 al RIC-054



Gráfica 29. Influencia del RIC-086 al RIC-084



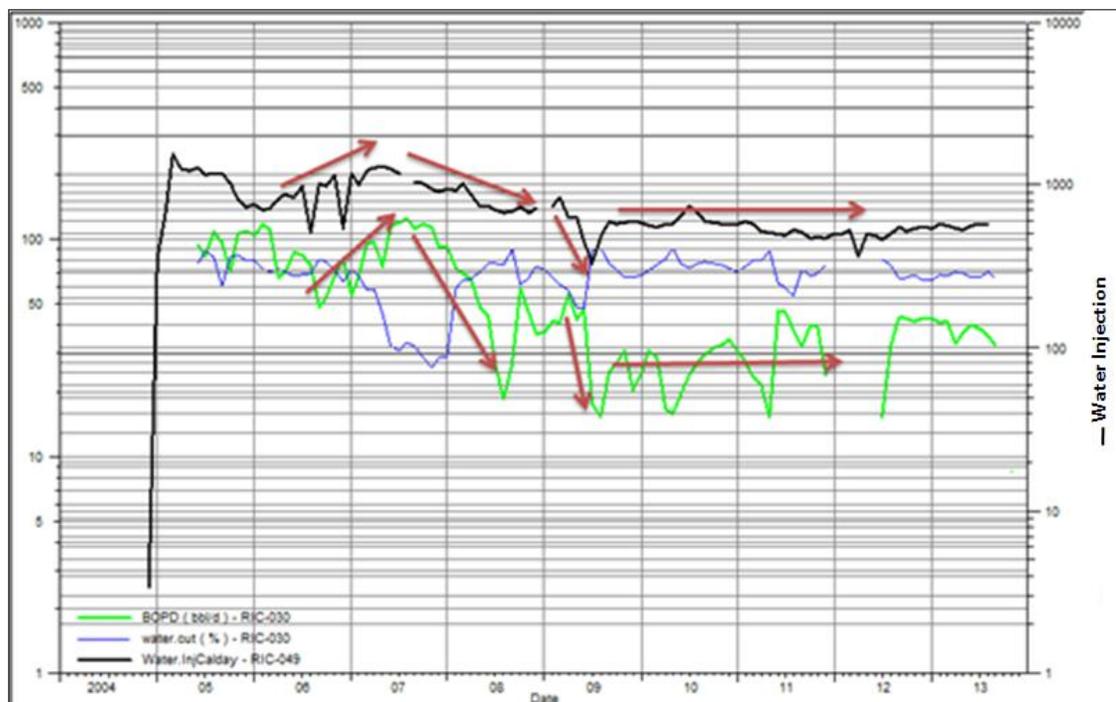
Gráfica 30. Influencia del RIC-086 al RIC-036

Así mismo, en la Gráfica 30 se puede observar el efecto negativo que la inyección de agua le ocasiona a la producción del RIC-036, como también al incremento del corte de agua del mismo.

Según la distribución de producción realizada, el aporte de fluidos también se da en parte por las arenas superiores, sin embargo, al analizar los registros, se observó que aún quedan zonas de interés por cañonear, por esta razón, se recomienda implementar este tipo de trabajos en el RIC-034, con el fin de aumentar la producción de este pozo.

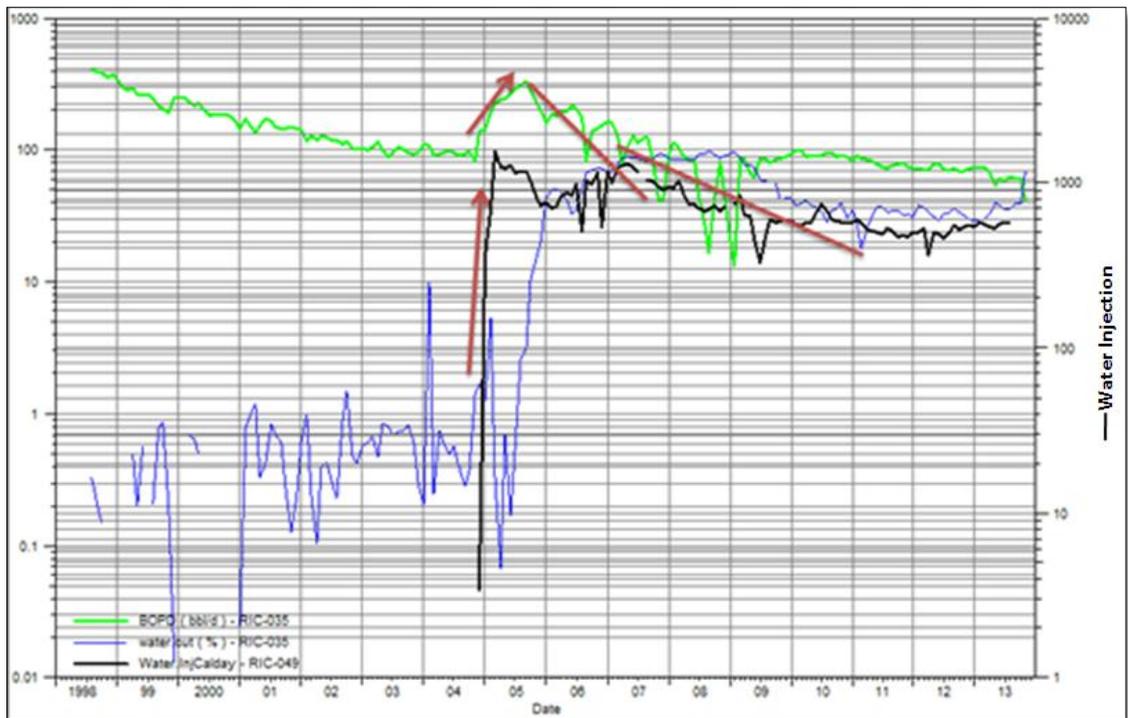
### RIC-049

De los pozos con los cuales presenta conectividad entre sus arenas, según la Tabla 16; influencia de manera positiva al RIC-030, 035 y 041, como se observa en las Gráficas 31, 32 y 33, respectivamente.

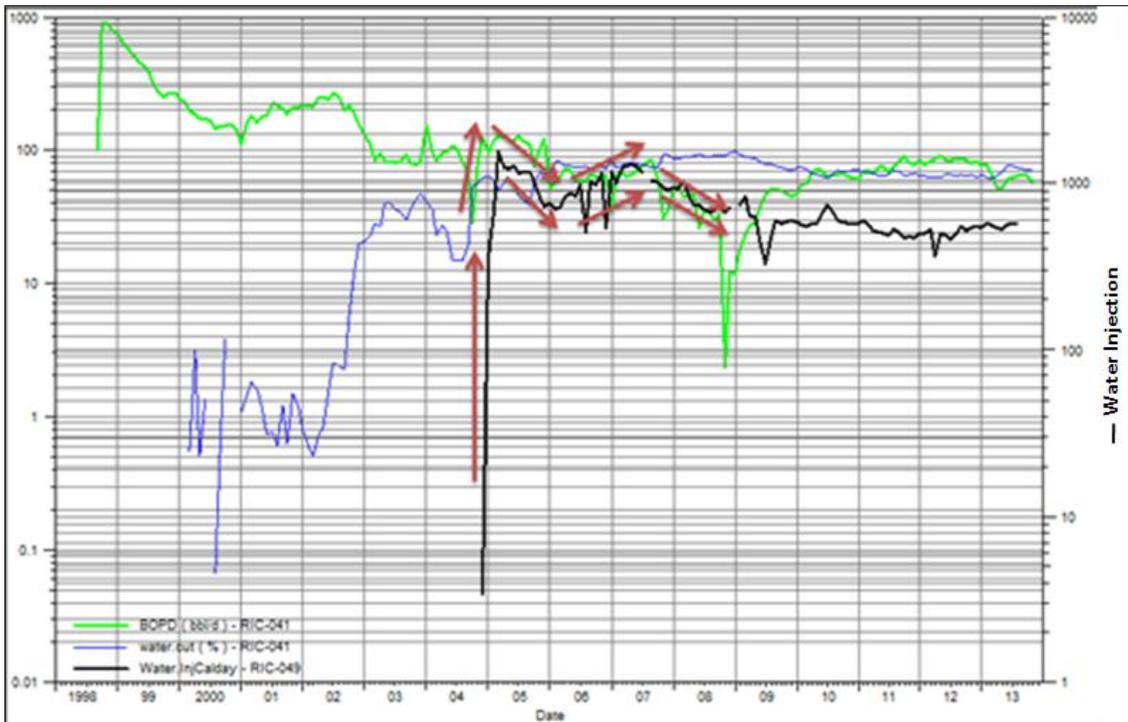


Gráfica 31. Influencia del RIC-049 al RIC-030

Los pozos RIC-030 y 041 según distribución de producción, parecen estar influenciados positivamente por el RIC-049 a través de las arenas basales; y el RIC-035 a través de las arenas superiores.

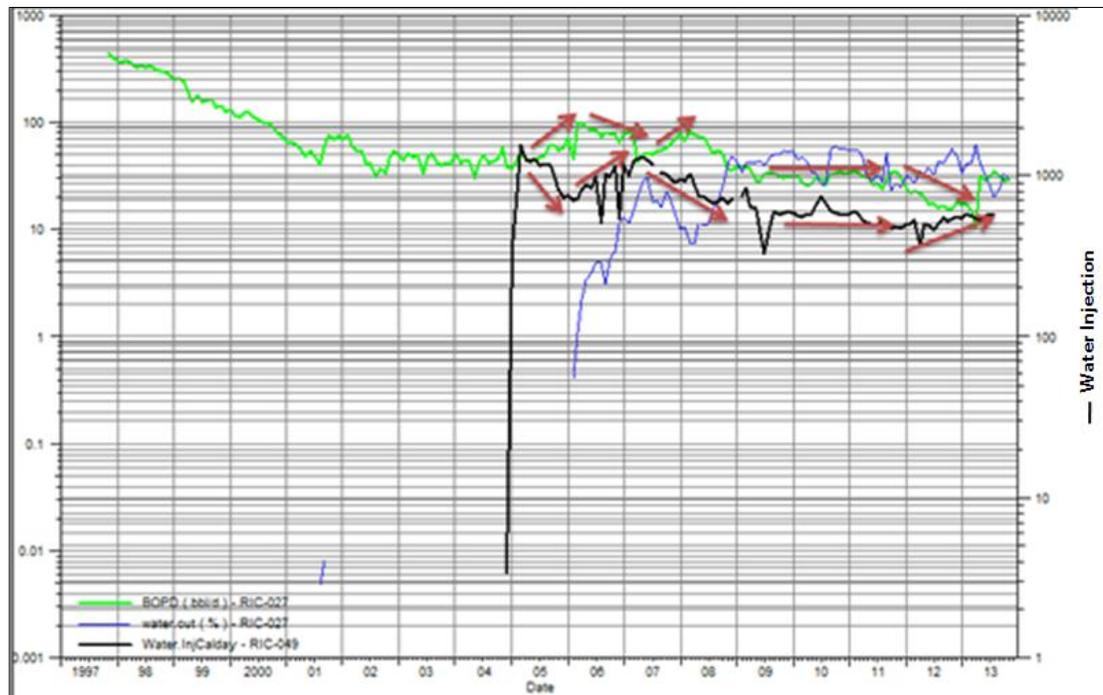


Gráfica 32. Influencia del RIC-049 al RIC-035



Gráfica 33. Influencia del RIC-049 al RIC-041

De igual manera influencia negativamente al pozo RIC-027; esto se puede observar en la Gráfica 34.



Gráfica 34. Influencia del RIC-049 al RIC-027

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos del análisis por tendencia de eventos con anteriores estimulaciones en las arenas superiores, se recomienda realizar tratamiento orgánico a estas arenas en el RIC-030.

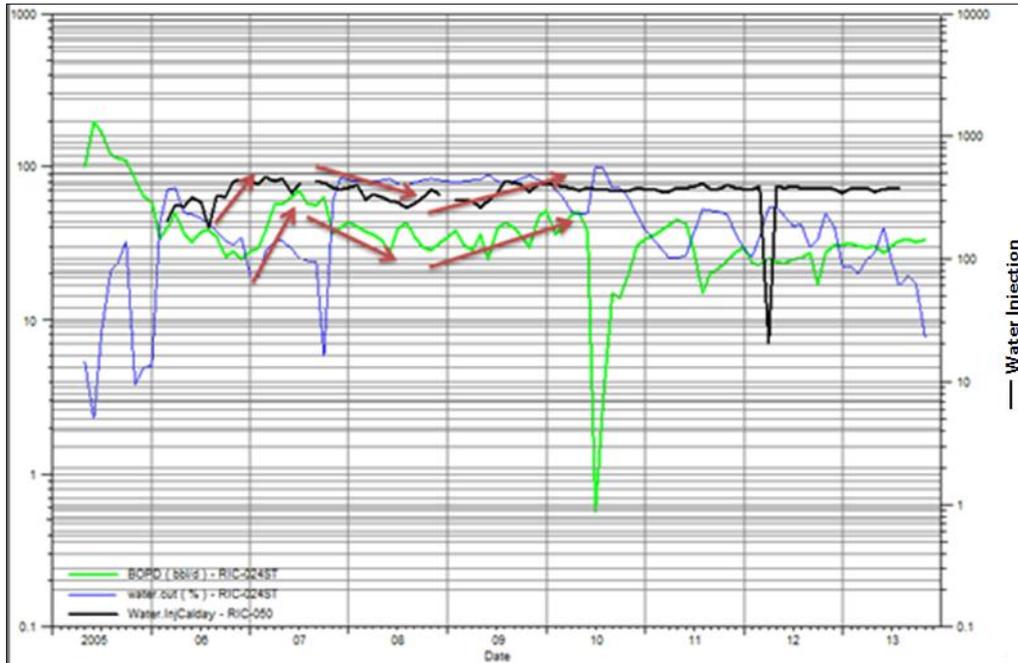
Así mismo, de acuerdo a la distribución de producción de las arenas superiores en el RIC-041 y teniendo en cuenta los tratamientos que han funcionado en estas, se recomienda realizar trabajos de estimulación orgánica.

### RIC-050

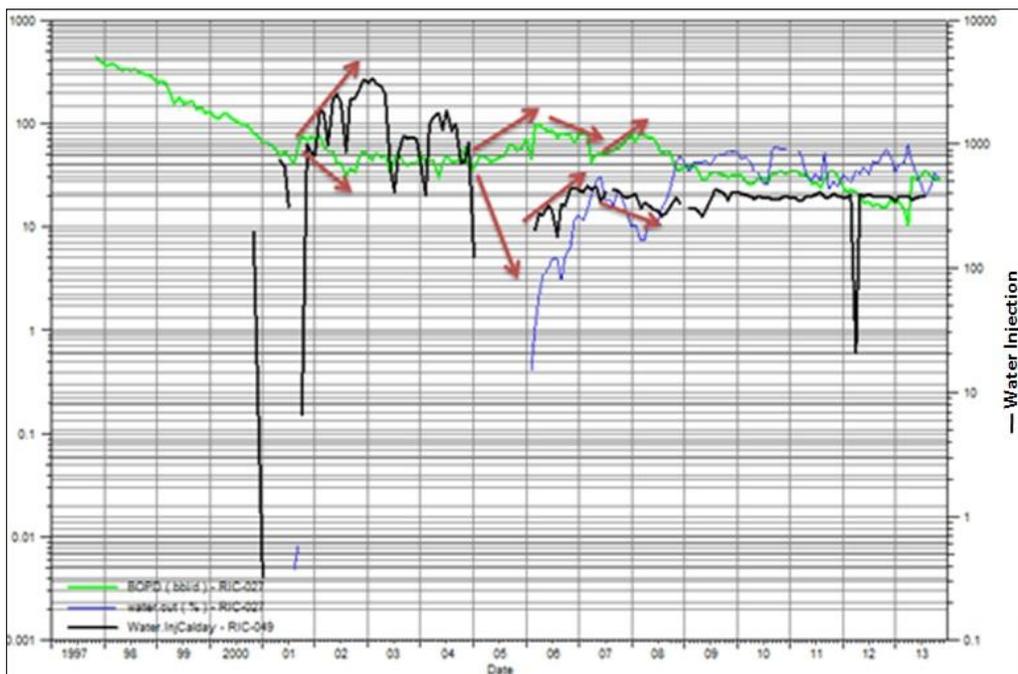
Inyecta agua por las arenas basales, influenciando de manera positiva al RIC-024ST, como se observa en la Gráfica 35. Lo anterior se confirma con los resultados de la distribución de producción e inyección, ya que para este pozo, las arenas basales son las que presentan mayor aporte de fluidos.

Hay que tener en cuenta que las flechas rojas en la gráfica indican la real influencia del inyector sobre el productor, es decir, los cambios en la declinación

que no estén señalizados se atribuyen a operaciones específicas que se hayan realizado al pozo, como estimulaciones, cañoneos, fracturas o taponamientos de algunas zonas.



**Gráfica 35. Influencia del RIC-050 al RIC-024ST**



**Gráfica 36. Influencia del RIC-050 al RIC-027**

Los incrementos en la tasa de inyección en el RIC-050, disminuyen la producción del RIC-027 y viceversa, como se observa en la Gráfica 36.

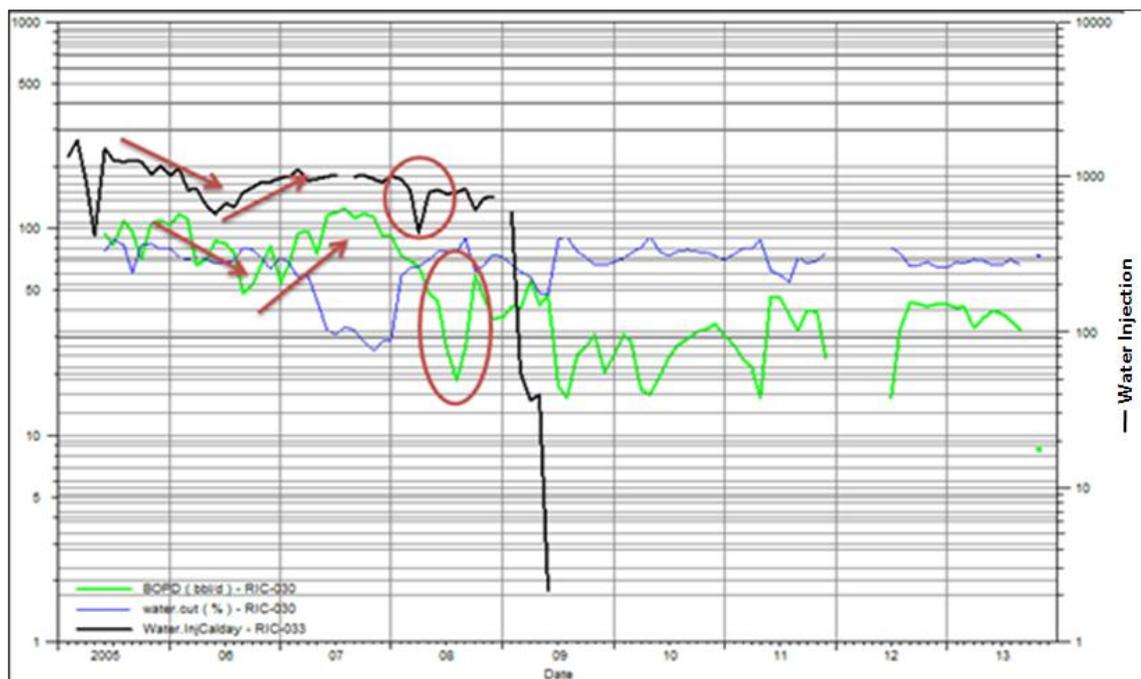
Con respecto a la distribución de producción y al análisis por tendencia de eventos, se determinó que en el RIC-024ST, las arenas basales son las que presentan mayor aporte de fluidos, sin embargo, son las que menos han sido cañoneadas, por lo tanto, se recomienda realizar trabajos de cañoneo/recañoneo a esta zona.

- **POZOS ACTUALMENTE CERRADOS A INYECCIÓN DE AGUA**

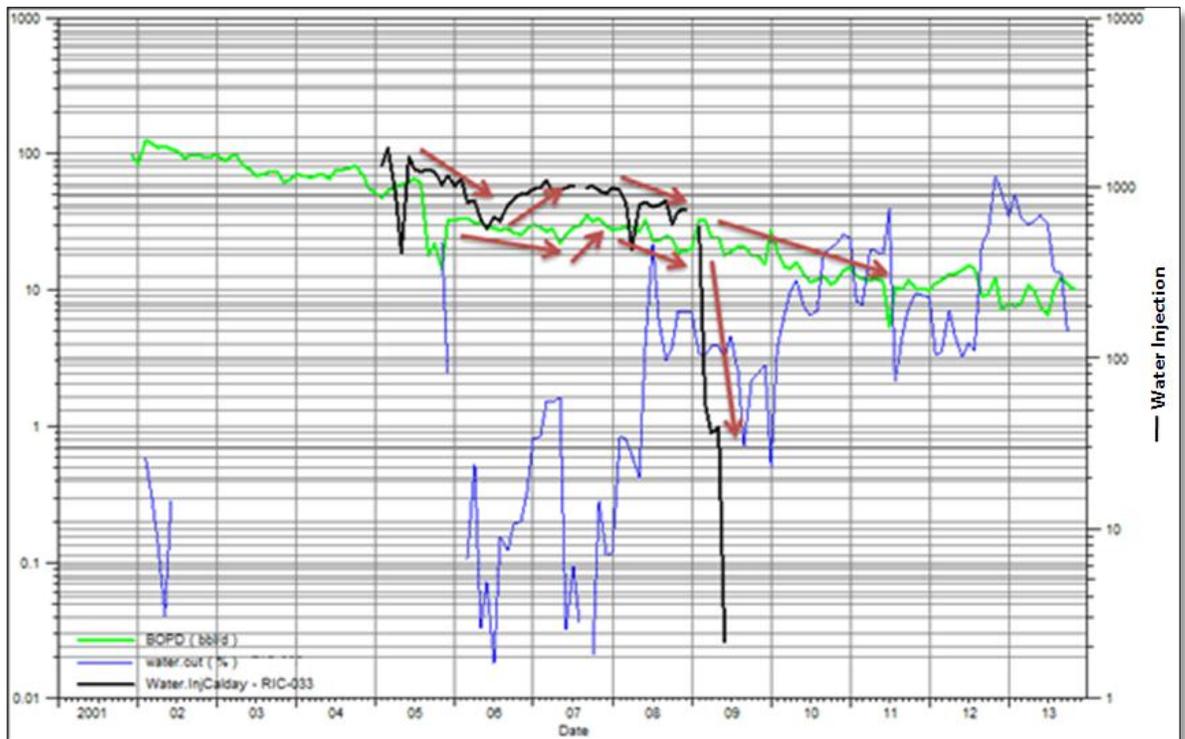
Se analizaron los pozos inyectoros que actualmente están cerrados o son monitores de presión, con el fin de evaluar el impacto que tuvieron en los pozos productores con los que presentan conectividad entre sus arenas, y de acuerdo a eso, sugerir la posibilidad de reactivarlos como inyectoros o por el contrario mantenerlos cerrados.

### **RIC-033**

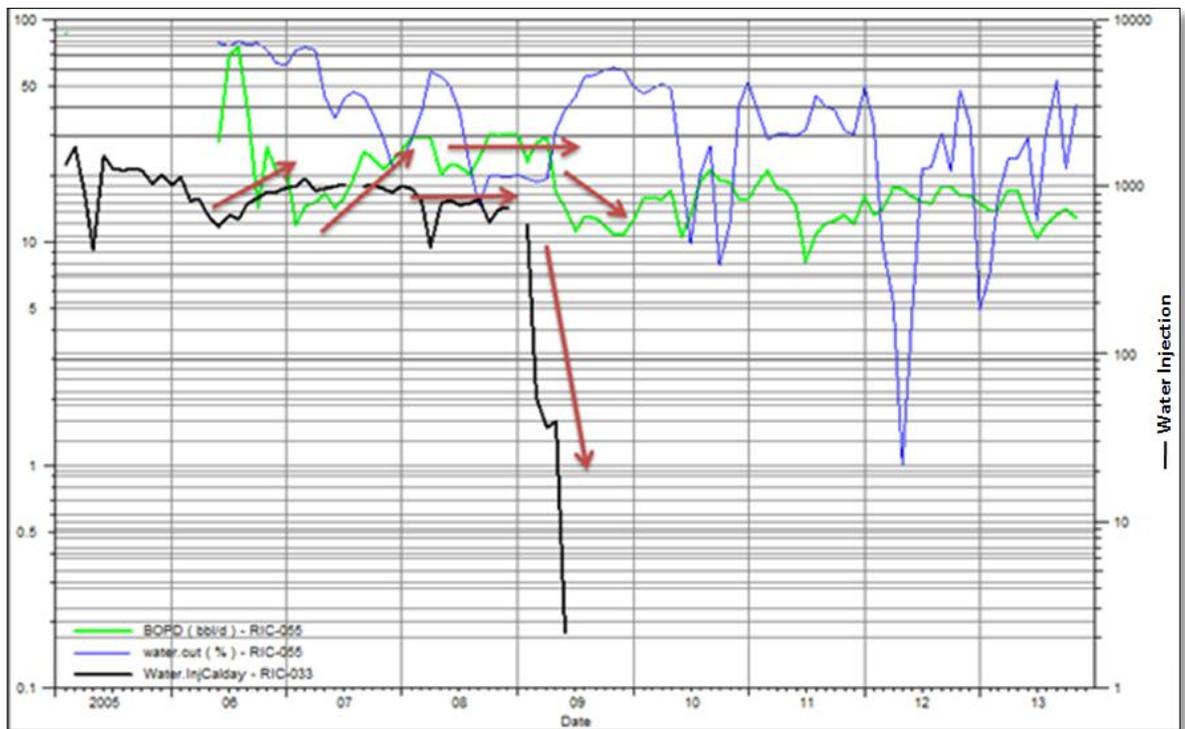
Este pozo inyectó agua tanto por las arenas basales como por las superiores, influenciando en su momento a los pozos RIC-030, 051, 055 y 035.



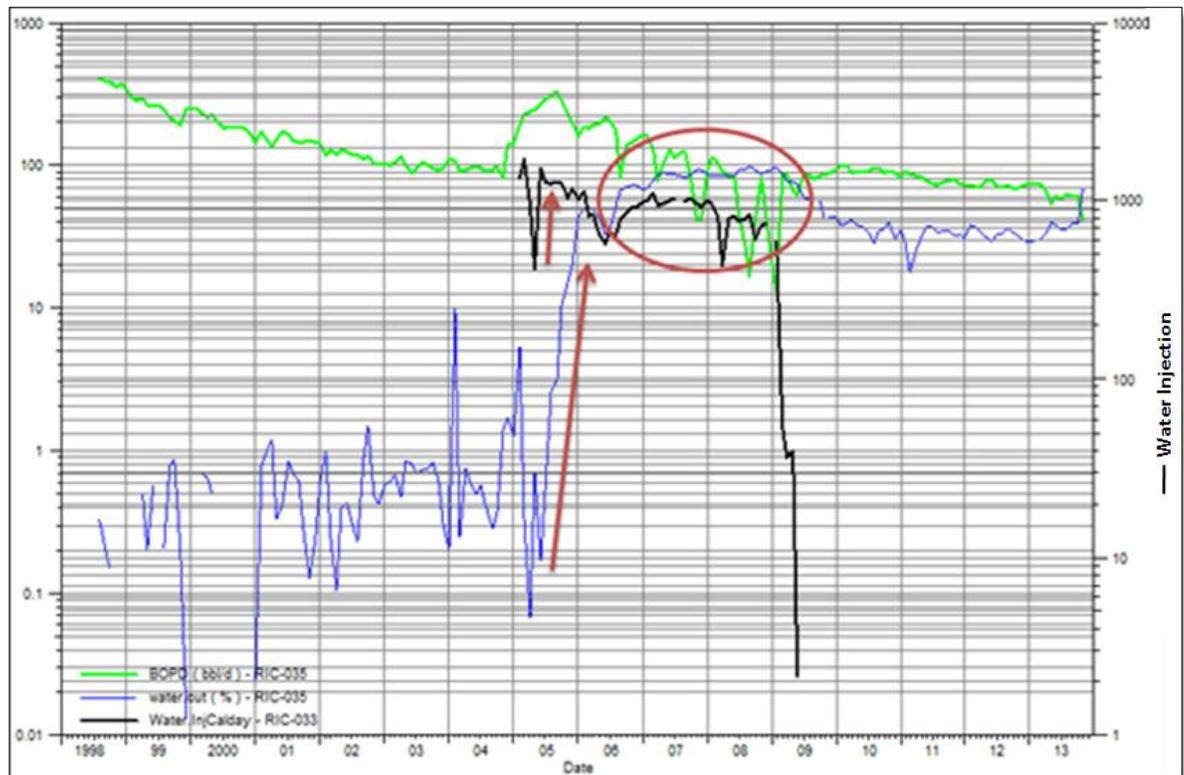
**Gráfica 37. Influencia del RIC-033 al RIC-030**



Gráfica 38. Influencia del RIC-033 al RIC-051



Gráfica 39. Influencia del RIC-033 al RIC-055



**Gráfica 40. Influencia del RIC-033 al RIC-035**

De los pozos antes mencionados, los tres primeros fueron influenciados positivamente, siendo para el RIC-030 y RIC-055 a través de las arenas superiores; y el último presentaba un comportamiento inverso, en el cual, a incrementos de inyección existía disminución de la producción.

El anterior comportamiento se observa para el RIC-030 en la Gráfica 37; para el RIC-051 en la Gráfica 38; para el RIC-055 en la Gráfica 39 y el efecto negativo para el RIC-035 se observa en la Gráfica 40.

Revisando eventos del RIC-035, se determinó que al parecer una estimulación hecha justo al inicio de la inyección de agua del RIC-033, provocó un aumento significativo en la producción de agua, como lo indica la Gráfica 40.

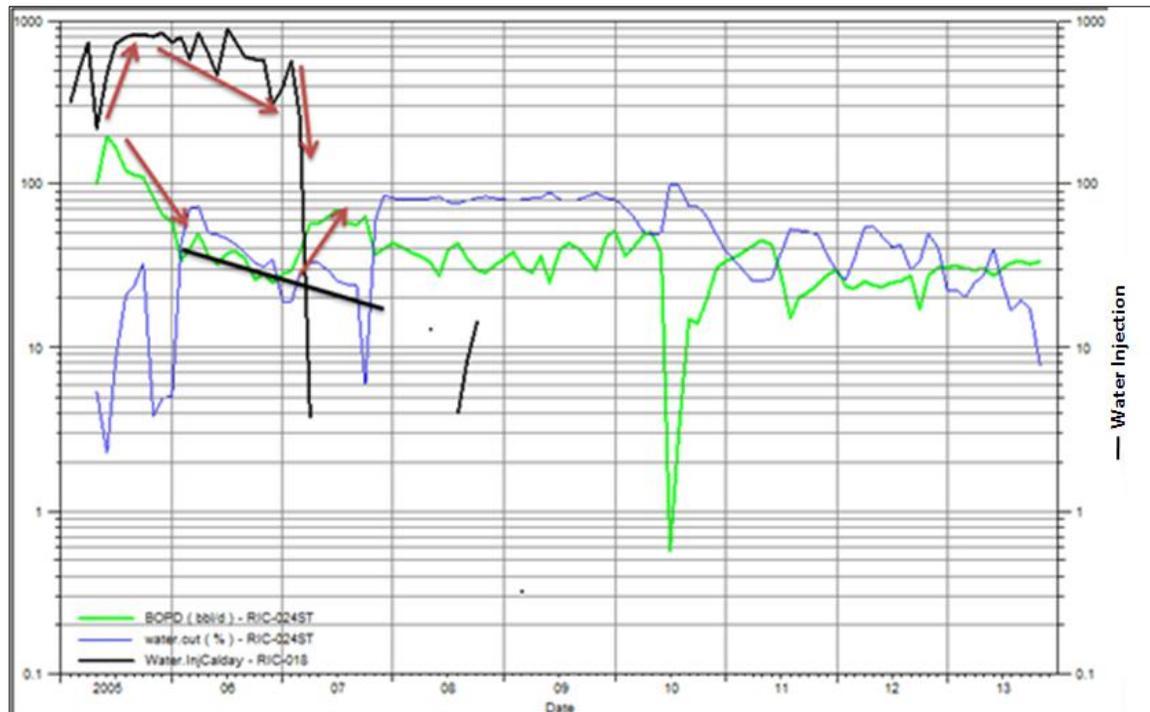
Así mismo, del análisis por tendencia de eventos y los resultados obtenidos de la distribución de la producción para el pozo RIC-051, se recomienda estimular las arenas basales abiertas en el RIC-051 y cañonear en el tope de las mismas, ya que han sido las que mayor aporte de fluidos han presentado.

## RIC-010

Este pozo inyectó a través de las arenas basales, pero de acuerdo al análisis, no existe influencia significativa con los únicos dos pozos, con los cuales presenta conectividad entre sus arenas, según la Tabla 19. Por lo anterior, se recomienda dejarlo como productor por las arenas superiores, y cerrado a través de las basales como inyector de agua. Por lo anterior y de acuerdo al análisis por tendencia de eventos, se recomienda estimular las arenas superiores abiertas del RIC-010, ya que actualmente no produce de manera significativa; de acuerdo a los resultados obtenidos en anteriores estimulaciones, se recomienda realizar estimulación orgánica.

## RIC-018

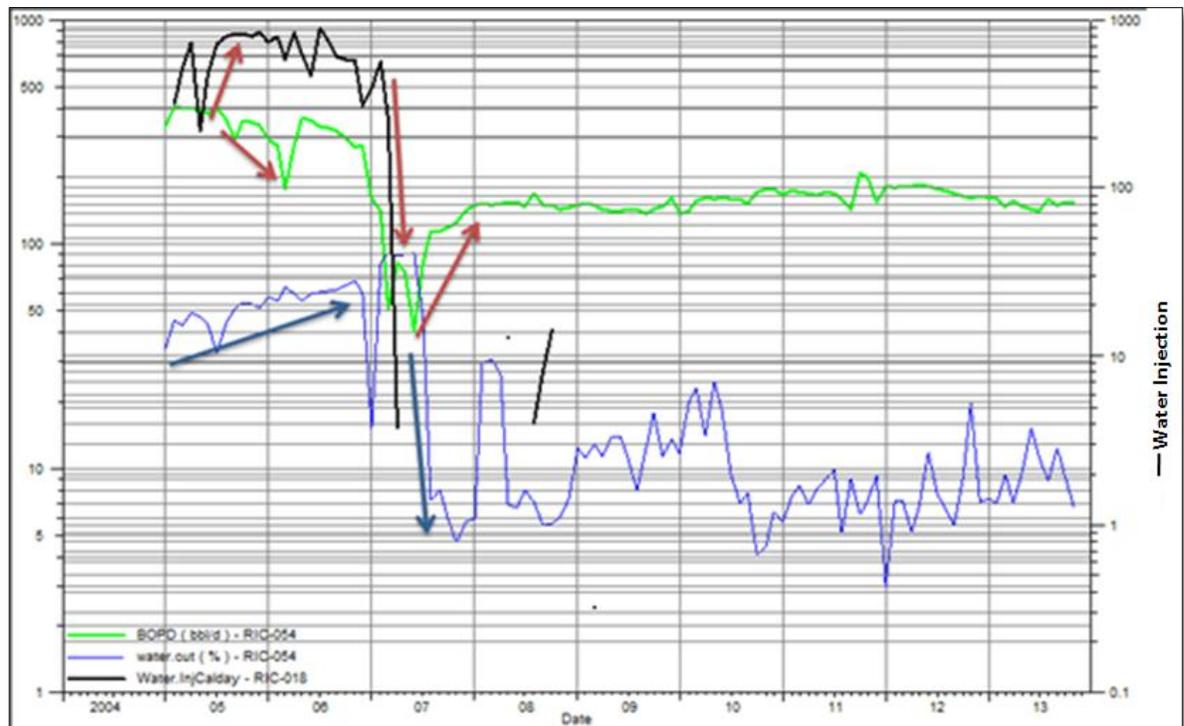
Inyectó agua a través de las superiores y las basales, sin embargo, el pozo no influyó positivamente a ningún otro pozo productor con los que presentaba conectividad según la Tabla 20. Se determinó, que influyó negativamente al RIC-024ST y al 054 a través de las arenas basales.



Gráfica 41. Influencia del RIC-018 al RIC-024ST

Como se observa en la Gráfica 41, al momento de suspender la inyección de agua en el RIC-018, se evidenció un cambio positivo en la declinación de la producción

de petróleo del pozo RIC-024ST, es decir, la relación entre estos dos pozos se comporta de manera inversa.

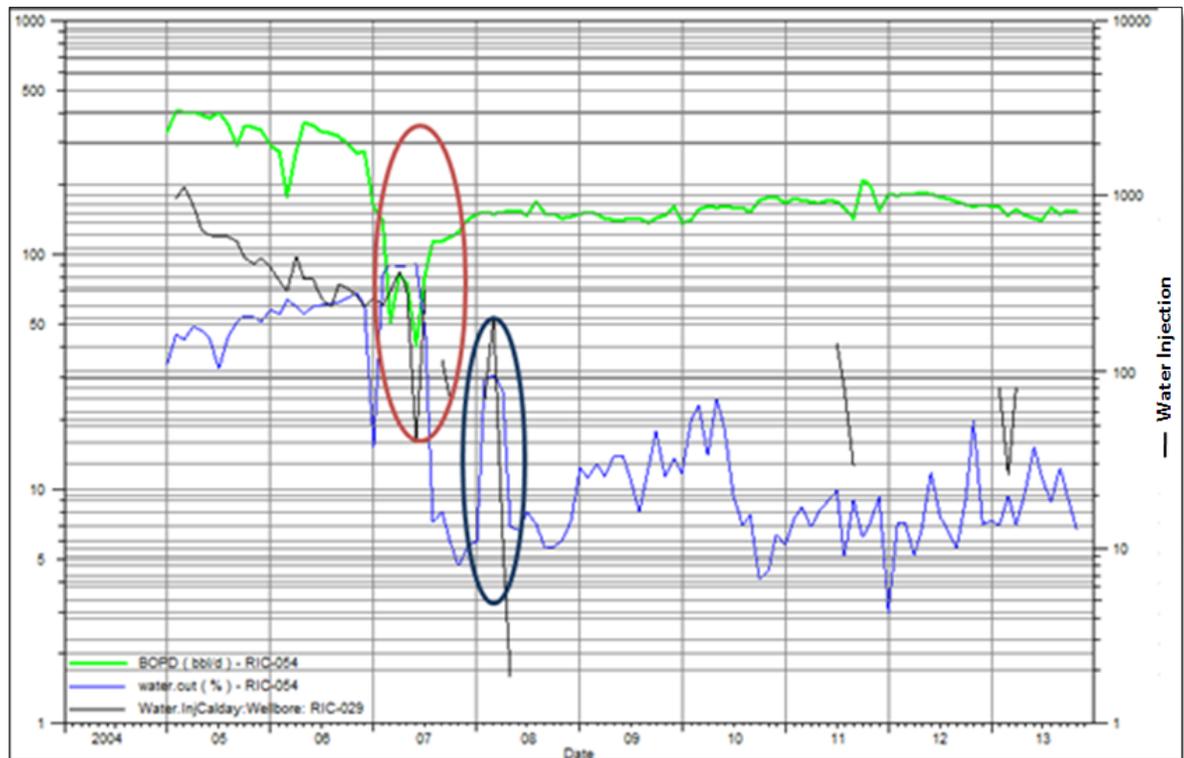


Gráfica 42. Influencia del RIC-018 al RIC-054

Como se observa en la Gráfica 42, el RIC-018, inyector de agua, afectó de manera negativa al RIC-054, ya que al momento de suspender la inyección, el corte de agua en el productor, disminuyó considerablemente, lo que indica que probablemente existía canalización.

### RIC-029

Este pozo inyectó a través de las arenas basales y presenta conectividad únicamente con el RIC-054, según la Tabla 21 del capítulo anterior. Influenció negativamente a este pozo por esas arenas, afectando no solamente la producción de petróleo sino también el corte de agua. Lo anterior se ve más claramente en la Gráfica 43, principalmente el comportamiento del corte de agua (óvalo azul).



**Gráfica 43. Influencia del RIC-029 al RIC-054**

Por lo anterior, se sugiere no reactivar el RIC-029 como inyector, ya que no influyó significativamente al pozo con el que presenta conectividad entre arenas.

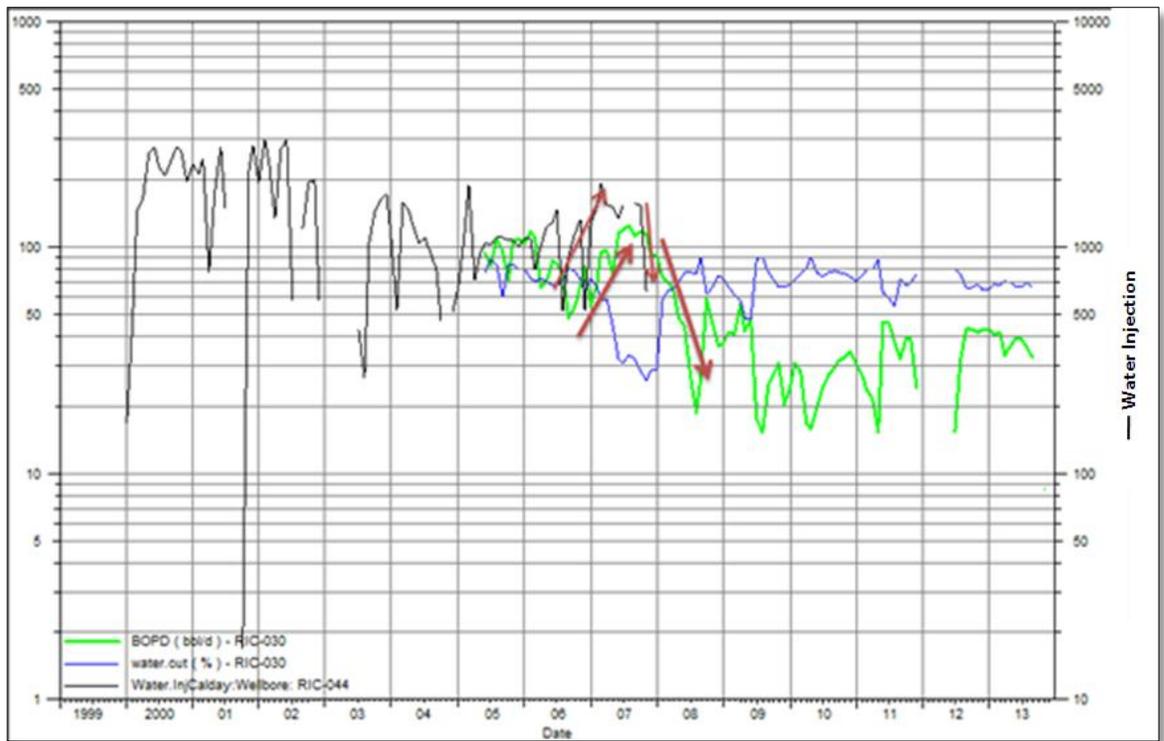
#### **RIC-044**

Inyectó agua a través de las arenas basales, afectando de manera positiva a los pozos RIC-030, 041 y 086.

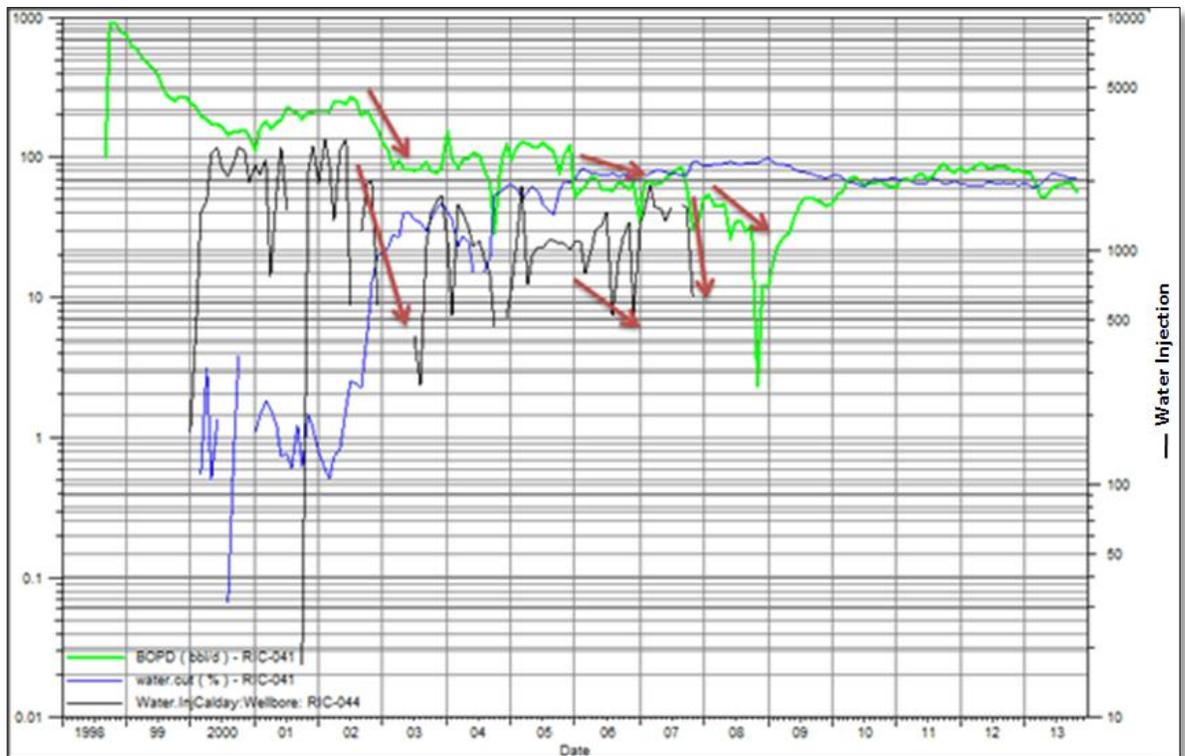
Para el caso del RIC-030, el efecto positivo de la inyección de agua del RIC-044, se evidencia en la Gráfica 44.

Para el RIC-041, se evidenció un cambio en la pendiente de la declinación de petróleo a los meses de haber iniciado la inyección de agua en el RIC-044, este comportamiento se muestra en la Gráfica 45.

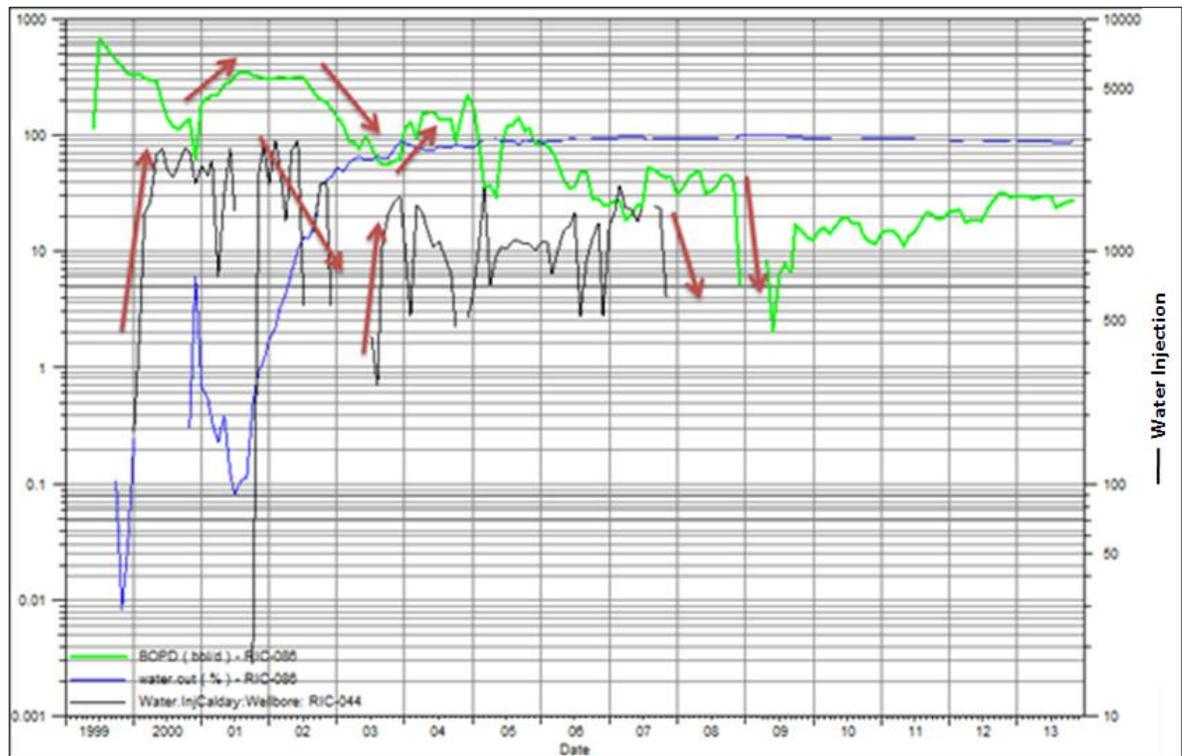
El mismo efecto del cambio positivo de la declinación de petróleo, por efecto de la inyección, se muestra en la Gráfica 46, para el caso del pozo RIC-086.



Gráfica 44. Influencia del RIC-044 al RIC-030



Gráfica 45. Influencia del RIC-044 al RIC-041



**Gráfica 46. Influencia del RIC-044 al RIC-086**

Con respecto al análisis por tendencia de eventos, se concluye que de acuerdo a las estimaciones que han funcionado en esta zona para las arenas abiertas, y a la poca producción actual del RIC-086, se recomienda realizar trabajos de estimulación ácida en este pozo.

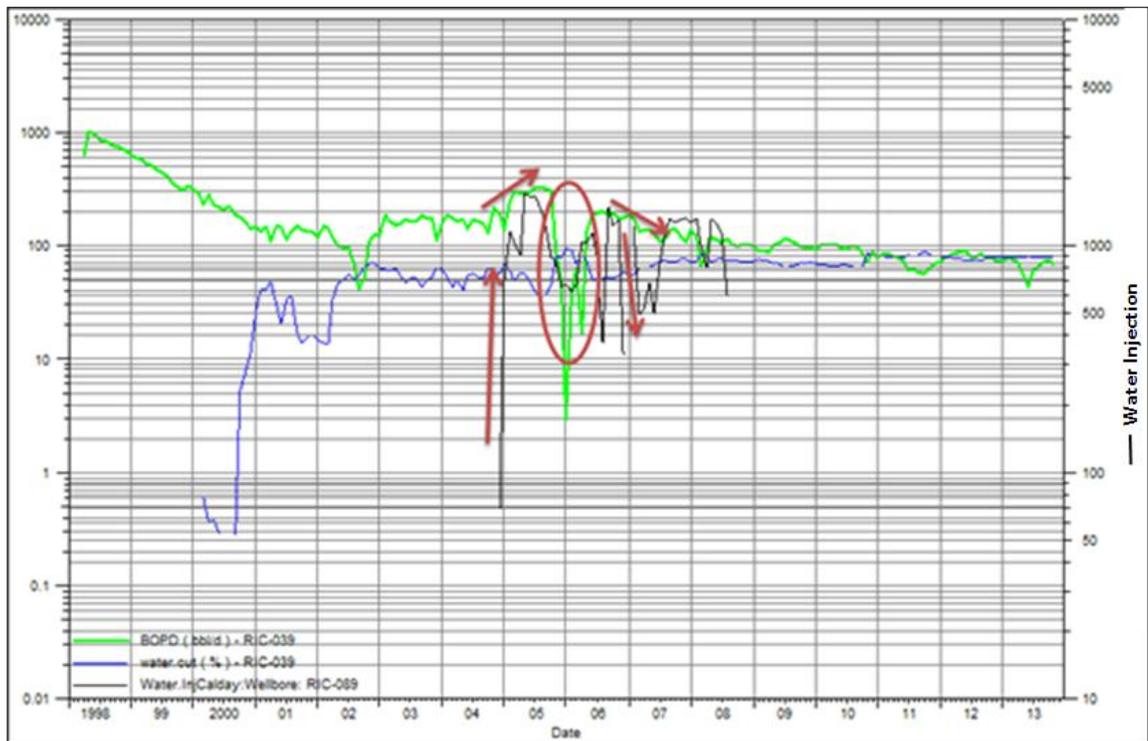
### **RIC-089**

De los pozos con los que presenta conectividad (Tabla 23), influyó con la inyección de agua a través de superiores y basales, positivamente a los pozos RIC-039, 054 y 055.

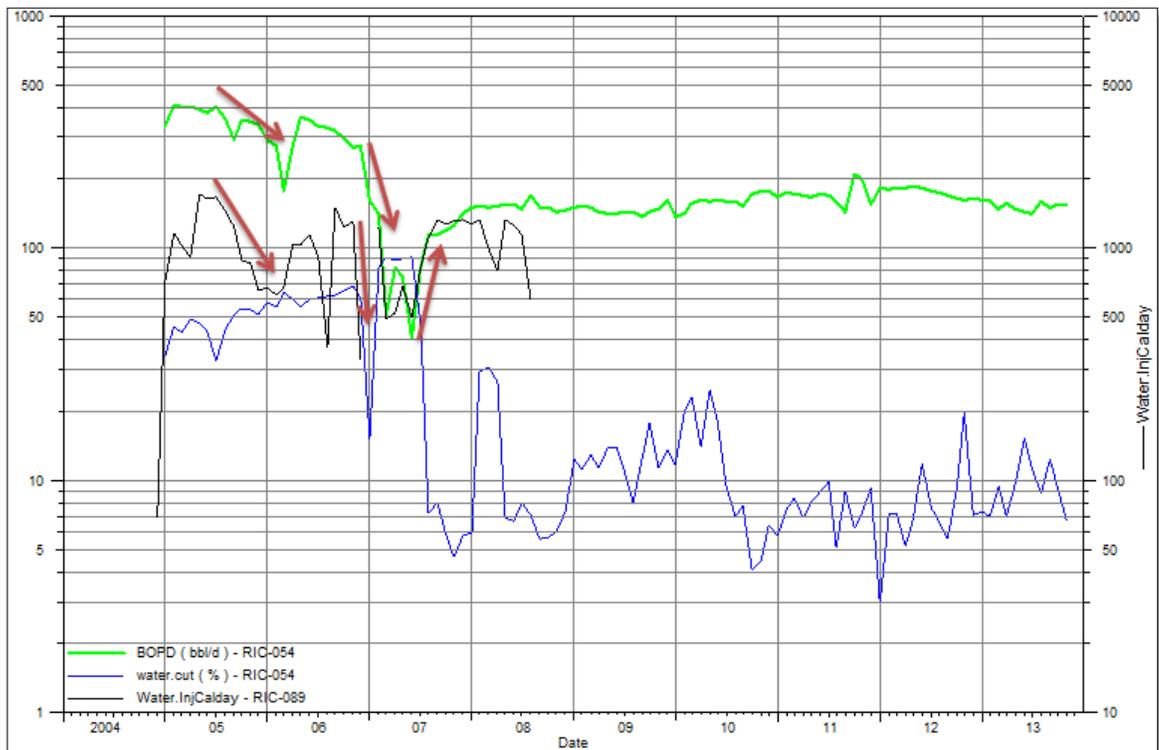
Lo anterior para el caso del RIC-039, se muestra en la Gráfica 47, donde al inicio de la inyección, hubo un aumento en la producción de este pozo.

Así mismo, para el pozo RIC-054, se evidenció el mismo comportamiento directo de influencia positiva en la Gráfica 48. Es importante aclarar que cuando el RIC-089 suspendió inyección, la producción se mantuvo gracias al RIC-085, también inyector de agua de este bloque.

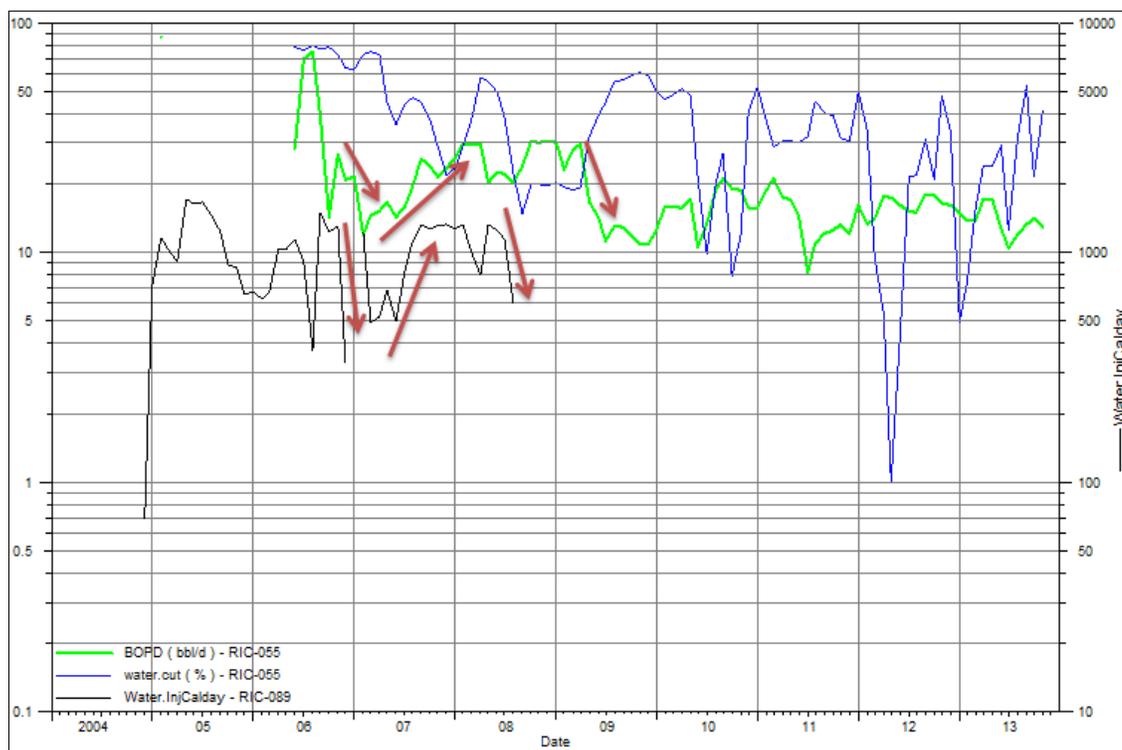
Finalmente la Gráfica 49 muestra la influencia positiva del inyector al RIC-055.



Gráfica 47. Influencia del RIC-089 al RIC-039



Gráfica 48. Influencia del RIC-089 al RIC-054



**Gráfica49. Influencia del RIC-089 al RIC-055**

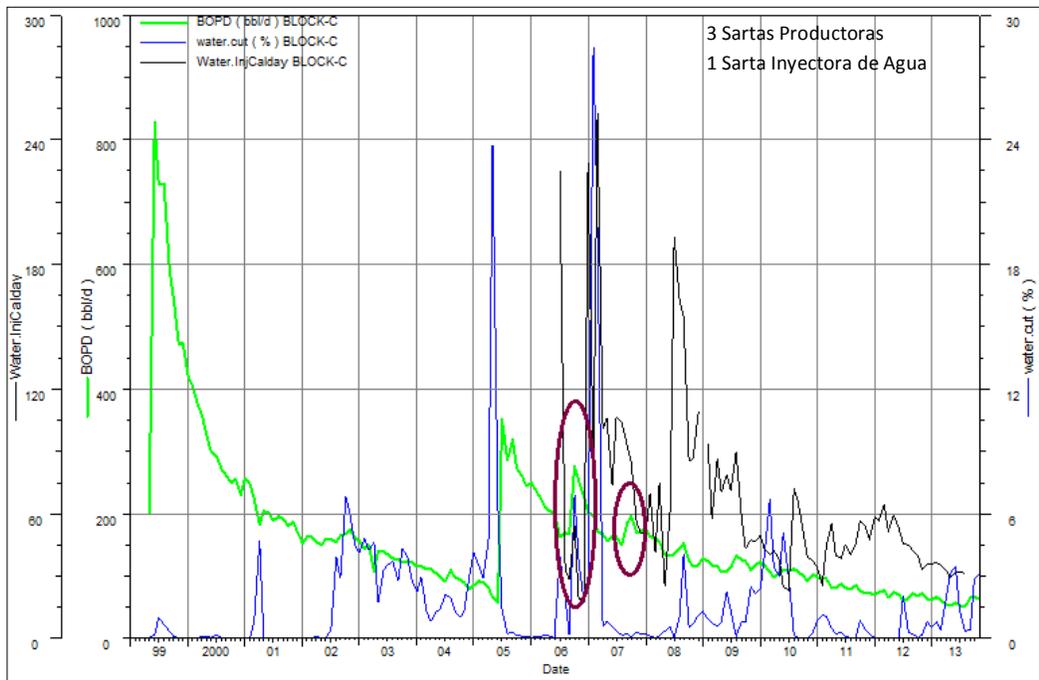
Al mismo tiempo, del análisis de eventos realizado a los pozos que no mostraron efecto alguno por parte de los inyectores anteriormente analizados y del bloque en general, se generaron las siguientes recomendaciones:

- De acuerdo a las estimulaciones que han funcionado en esta zona, para las arenas abiertas, y a la poca producción actual del RIC-063, se recomienda realizar trabajos de estimulación ácida en este pozo.
- El RIC-042 requiere limpieza de arena en las basales, ya que presentan excesivo aporte de arena.
- Este bloque presenta gran problema de arenamiento en el 95% de sus pozos, por lo tanto se recomienda realizar trabajos de control de arena o monitorear el comportamiento de la presión, como también el caudal de agua inyectado que podría estar causando que la velocidad de flujo sea mayor a la crítica y de esta manera evitar sobre-presurizaciones de la formación en esta zona del campo y posibles problemas mecánicos como colapsos, problemas geomecánicos o lo que ya está sucediendo, excesiva producción de arena.

## BLOQUE C

### Producción de Fluidos vs Tiempo

Como se observa en la Gráfica 50 es evidente el efecto positivo que ha tenido la inyección de agua en el bloque C (óvalos rojos), y como consecuencia de eso, existe un aumento significativo del corte de agua. El pico que se logró a mediados del año 2005 se debió a la perforación de un nuevo pozo. El punto de Breakthrough donde la producción del fluido inyectado es mayor que la producción de crudo no se ha obtenido en este bloque.



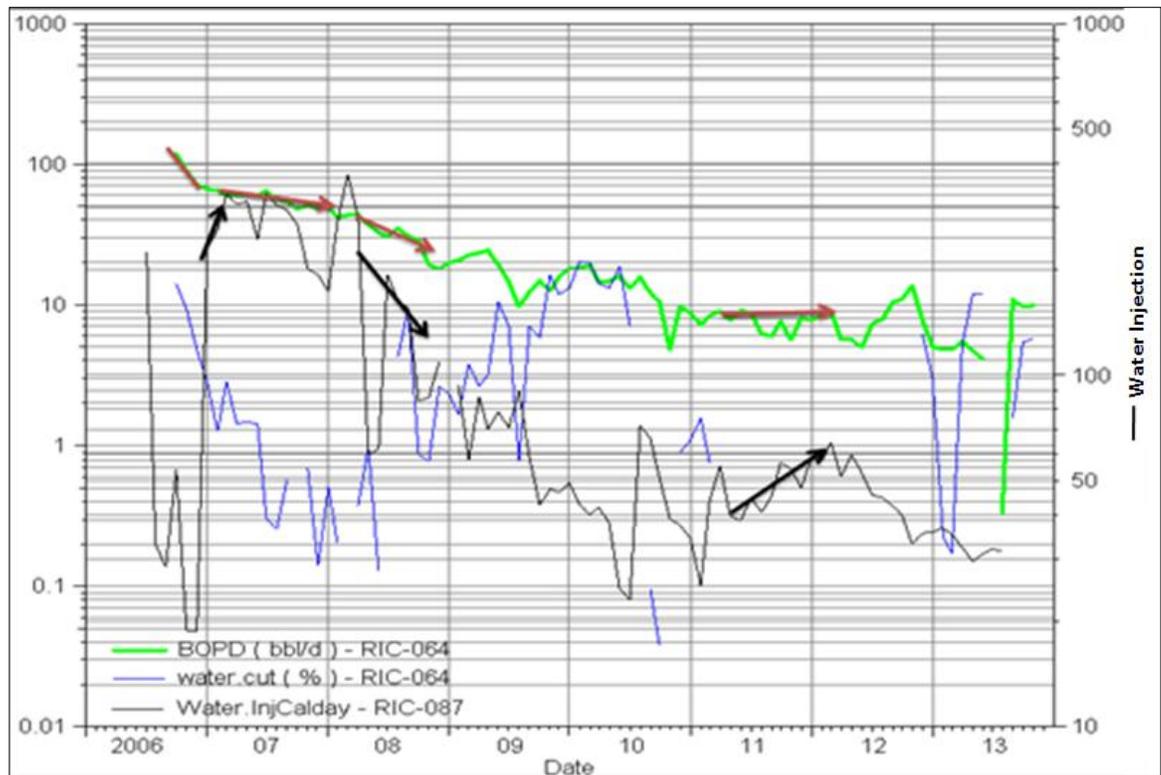
**Gráfica 50. Historia de Producción e Inyección de Agua en el Bloque C**

### RIC-087

Actualmente este pozo inyecta agua por las arenas superiores y las arenas basales pero según resultados de distribución las arenas basales son las que afectan en mayor proporción la inyección.

Como se mencionó anteriormente este pozo tiene conectividad en sus arenas con los pozos RIC-031, 064 y 082 para el bloque. Sin embargo, es el RIC-064 el que

presentó una influencia significativa con respecto a la inyección de agua, esto lo podemos observar a continuación con el análisis del comportamiento de producción e inyección en la Grafica 51.



**Gráfica 51. Influencia del RIC-087 al RIC-064**

Es importante considerar realizar ILT en RIC-087 ya que en los últimos años la información de recibo para las arenas de este pozo no ha sido verificada con los ILT realizados en años anteriores.

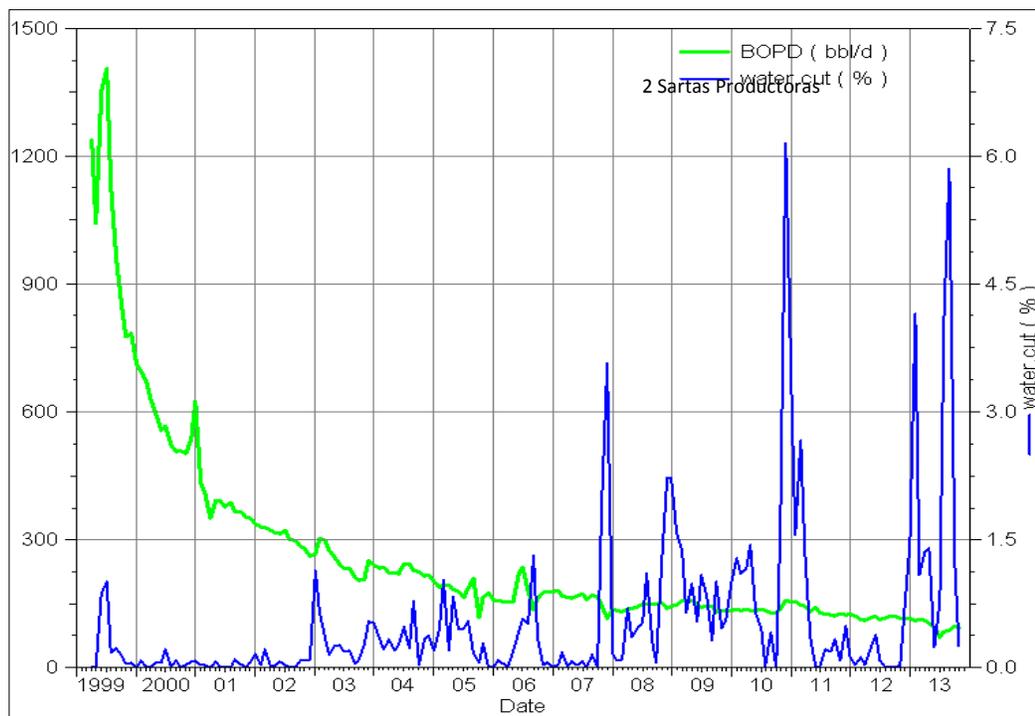
Con respecto al análisis de eventos y revisión de registros, se determinó la viabilidad de cañonear la base de las arenas superiores del RIC-031, debido a que esta zona presenta gran prospectividad.

Teniendo en cuenta el análisis por evento realizada para los pozos RIC-031, 064 y 082, se recomienda hacer trabajos de estimulación ácida ya que según lo observado en estas arenas se obtiene una mejor respuesta con la estimulación ácida que con la orgánica.

## BLOQUE D

### Producción de Fluidos vs Tiempo

El comportamiento de la producción de petróleo del bloque D, ha sido influenciada de manera positiva por el inyector de agua del bloque C; esto ocurre a principios del año 2006 y finales del 2007, con el inicio y desarrollo de la inyección de agua en este pozo, que generó una desviación positiva en la declinación de petróleo del bloque, como se observa en la Gráfica 52. Así mismo el corte de agua ha ido aumentando progresivamente con el desarrollo del proyecto de inyección de agua en los bloques próximos. Hasta la fecha el bloque no ha experimentado el punto de Breakthrough donde la producción de agua es mucho mayor que la de crudo. Los pequeños incrementos en la producción de crudo se deben generalmente a trabajos de estimulaciones y cañoneos realizados en los pozos del bloque.



**Gráfica 52. Historia de Producción en el Bloque D**

Este bloque está compuesto por dos pozos productores (RIC-052 y 053), debido a que este bloque no presenta pozos inyectores fue necesario analizar con cual/les de los bloques cercanos que tienen pozos inyectores presenta conectividad en sus arenas, donde el RIC-087 del bloque C y RIC-057 del bloque E presentaban conectividad pero solo el RIC-087 muestra influencia para el bloque D.

Como se muestra en la Grafica 52, cuando el RIC-087 en 2006 inicia la inyección de agua, el comportamiento de la producción es ascendente y constante. Sin embargo, a finales de 2009 cuando disminuye la inyección y en 2011 cuando aumenta nuevamente, el comportamiento de la producción no es muy significativa, por ende se infiere que para este tiempo ya había canalización de la inyección por las arenas basales en los pozos productores, ya que al evaluar la distribución de los productores se observa un aporte principalmente de agua por estas arenas.

Para el pozo RIC-052 de acuerdo al análisis por eventos, es recomendable hacer trabajos de estimulación orgánica ya que este tipo de estimulación ha mostrado mejores resultados en este bloque.

En el RIC-053, se recomienda cañonear el tope de las arenas superiores y recañonear la base de las mismas arenas, además se considera recañonear el tope de las arenas basales, lo anterior debido a que según estudios de registro estas zonas muestran gran influencia de fluidos. Por otro lado es recomendable realizar estimulaciones orgánicas para las arenas basales. Las arenas basales han sido las que mayor aporte de crudo han tenido, por el contrario el 80% de las arenas superiores no han sido representativas en aporte de fluidos para el bloque, por esto es importante evaluar la posibilidad de inyectar algún fluido por las arenas superiores, ya que también posee un factor de recobro bajo.

## **BLOQUE E**

### **Producción de Fluidos vs Tiempo**

La historia de producción del bloque E se limita al pozo RIC-059, que produjo hasta inicios del año 2005 y fue abandonado. Igualmente la inyección en el bloque está a cargo del RIC-057 que inició su inyección a finales del año 2007. Por lo anterior, no tiene sentido graficar el comportamiento de la producción e inyección en el bloque.

Los pozos RIC-057 y 059 actualmente inyector de agua y abandonado en el orden correspondiente, conforman el bloque E. Se analizó la influencia del RIC-057 con los pozos productores de bloques vecinos con los que existe conectividad entre sus arenas.

Al revisar y estudiar las gráficas de producción – inyección en OFM se identificó que el RIC-057 no presenta influencia en la producción de los pozos evaluados por conectividad de arena. Por lo anterior fue necesario realizar el análisis por distribución para los dos pozos de este bloque, donde se pudo observar que las arenas basales producían agua en mayor proporción debido a que se encuentran cerca del contacto agua - aceite (WOC). No obstante, cuando se aislaron las arenas basales y se cañonearon las arenas superiores el aporte de crudo aumento, pero así mismo continuó el aporte de agua aunque en menor proporción, por ende se decidió realizar pruebas de inyectividad de agua en los dos pozos, donde RIC-059 no recibió, por lo que se decidió abandonarlo y el RIC-057 tenía problemas de recibo hasta que se aisló el 85% de las arenas basales mejorando así la inyección para el pozo.

Teniendo en cuenta lo anterior y de acuerdo a análisis de distribución y registros, se podría considerar la conversión a productor del RIC-057, dejando la totalidad de las arenas basales aisladas y cañoneando la zona central de las arenas superiores.

## **BLOQUE F**

El pozo RIC-060 constituye el bloque F y se encuentra actualmente produciendo. Por la cercanía con los pozos inyectoros del bloque G – E y la conectividad entre las arenas se realizó el análisis de influencia entre los pozos, donde se observó que los pozos inyectoros no presentaron ninguna influencia sobre la producción del RIC-060.

En el análisis de eventos se observó que las arenas basales son las que mayor aporte de fluidos ofrecen al pozo, sin embargo esta zona no ha sido muy cañoneada debido a que presenta problemas de arenamiento; teniendo en cuenta lo anterior para mejorar el factor de recobro en este bloque es necesario cañonear el tope de las arenas basales y realizar trabajos de control de arena.

También es importante considerar realizar trabajos de fracturamiento debido a la baja permeabilidad que presenta el pozo, ya que en situaciones anteriores se intentó fracturar pero no fue posible realizar la operación debido a las altas presiones de las arenas.

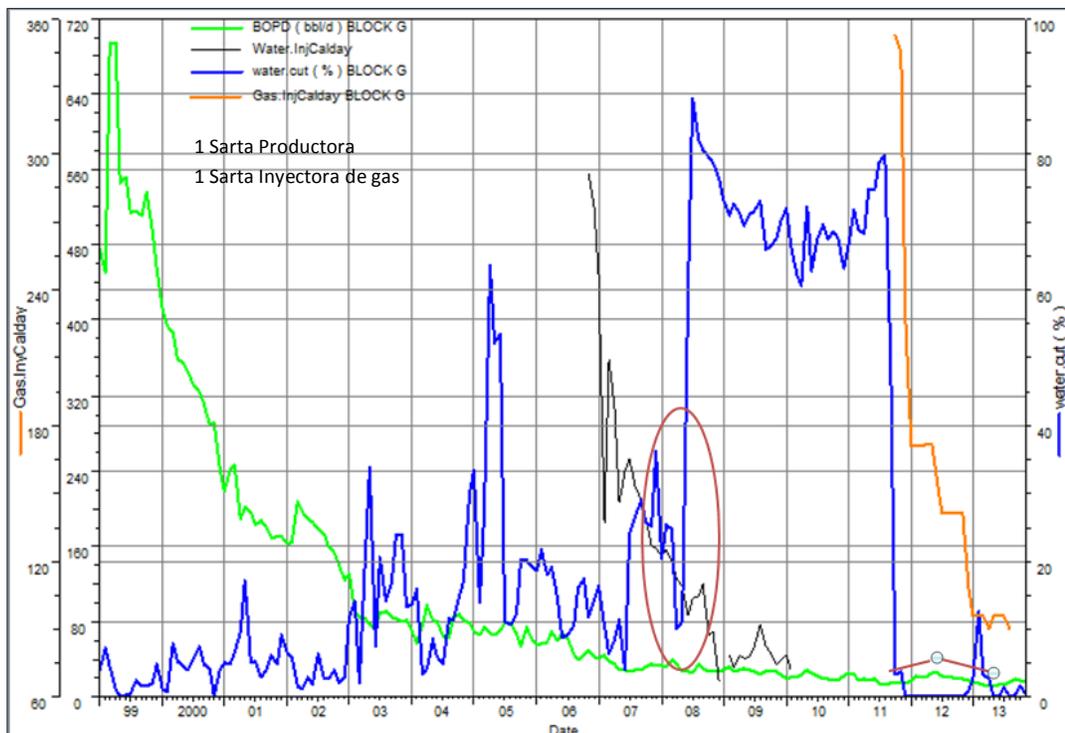
Por otro lado, las arenas superiores han mostrado buen aporte de fluidos en los pocos intervalos abiertos a producción; debido a esto y teniendo en cuenta el análisis de registro se evaluó la posibilidad cañonear la base de estas arenas.

## BLOQUE G

### Producción de Fluidos vs Tiempo

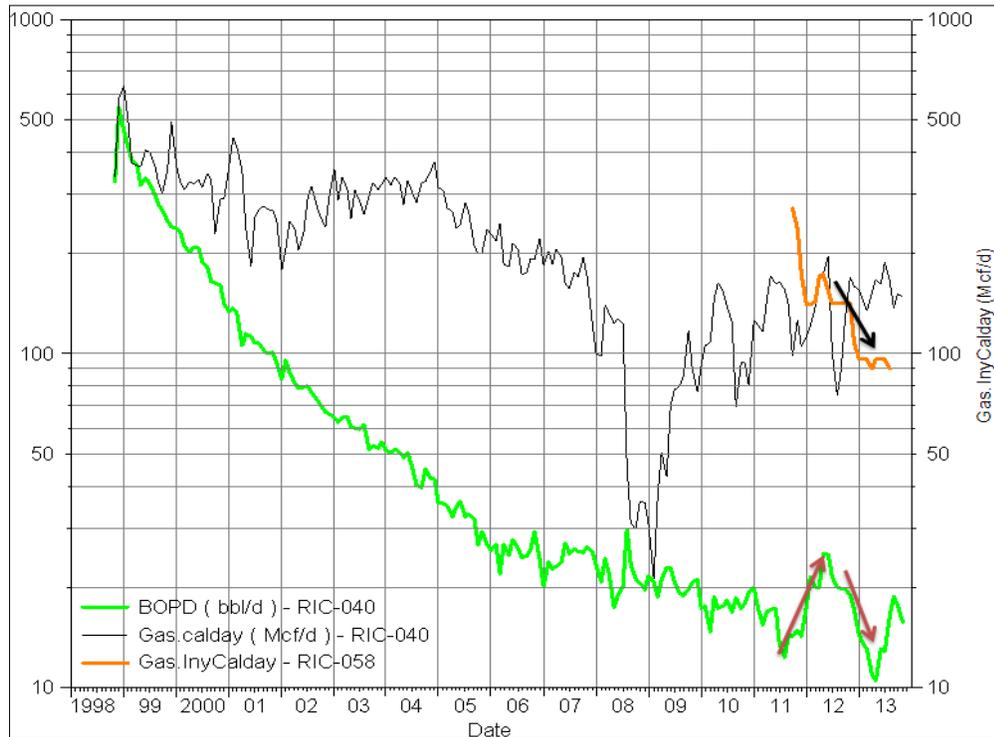
Como se observa en la Gráfica 53 el comportamiento histórico de la producción de petróleo en el bloque G ha sido afectado tanto por la inyección de agua que existió entre los años 2006 a 2009 y la inyección de gas que inició a finales del año 2011 y que continúa actualmente; pero es evidente el efecto negativo a causa de la inyección de agua, ya que la producción declinó justo al inicio de la misma; además se presentó un fuerte incremento de la producción de agua mayor a la producción de crudo cuando se cañoneo un intervalo a principios de 2008, pero una vez la inyección de agua disminuyó la producción de agua presentó el mismo comportamiento, es por esto que se decide dejar como monitor de presión al pozo que inyectaba agua.

Evaluando la inyección de gas, el desarrollo en este bloque ha logrado tener un efecto positivo, ya que permitió un incremento en la producción de crudo cuando la inyección inicia y decremento en la producción cuando la inyección disminuye (línea morada).



## RIC-058

Inyecta gas a través de las arenas superiores. Teniendo en cuenta los pozos productores con los que presenta conectividad entre sus arenas (tabla 30) y de acuerdo a la Grafica 54, este pozo influencia de manera positiva al RIC-040.



**Gráfica 54. Influencia del RIC-058 al RIC-040**

Cuando inició la inyección de gas a finales de 2011 se pudo observar que la producción del RIC-040 tuvo un incremento, después de un tiempo empezó a disminuir la inyección efectuándose un comportamiento descendente en la producción, lo cual implica que existe una relación directa entre la inyección - producción. Sin embargo, hoy en día la inyección de gas ha sido constante afectando positivamente la producción del RIC-040.

Según análisis de distribución tanto las arenas basales como las superiores presentan un gran aporte de fluidos, sin embargo las arenas superiores se caracterizan por la alta producción de gas. De acuerdo a los registros evaluados y a la tendencia de eventos es importante considerar cañonear la base de las arenas superiores y el tope de las arenas basales presentando un especial cuidado en la solución de los problemas de arenamiento que presenta este bloque.

## CONCLUSIONES

- Se analizó la distribución del flujo para la inyección de agua por bloques, y se determinó que el agua se inyecta en mayor proporción con respecto al total del campo por el bloque B con un 67%, seguido de A con 28% , C con 4% y el 1% para el G; los bloques D y F no inyectan agua.
- Se determinó que las arenas superiores de los bloques A y B son las que reciben la mayor parte del agua inyectada con 50% y 47%, respectivamente, seguido del bloque G con el 2% y C con el 1%. El resto de bloques no reciben inyección por estas arenas.
- Para las arenas basales se determinó que la inyección de agua se ha realizado mayormente en el bloque B con un 76%, seguido del bloque A con 18% y por último el bloque C con el 6%. Los demás bloques no han recibido agua de inyección de manera representativa.
- Al evaluar la distribución del flujo para la inyección de agua por arena, se determinó que el agua inyectada se dirige mayormente hacia las arenas basales con un porcentaje de 68% y las arenas superiores el restante 32%.
- De la distribución del flujo para la inyección de gas por bloques, se identificó que el A recibe el 95% del gas total inyectado en el campo, seguido por el bloque C con un 4% y el G con solo el 1%.Resaltando que el bloque C actualmente no inyecta
- Se realizó la distribución del flujo para la inyección de gas por arena, determinándose que las arenas superiores reciben el 100% del gas total inyectado en el campo.
- Se identificó el OOIP por bloque y por arena de manera porcentual; teniendo en cuenta el OOIP por bloques, se observó que el Bloque A presenta un OOIP de 39%, sin embargo el aporte de crudo ha sido menor con respecto al aporte del bloque B que presenta un OOIP de 36%; el 9% para el G, el C con un 5%, 4% para D y F cada uno, por último el bloque E con un 3%. En cuanto al OOIP por arenas del campo, se determinó que las arenas superiores presentan el 66% y las basales un 34%.

- La distribución de producción por bloque dio como resultado que el Bloque B con un 52% es el que mayor aporte de crudo ha presentado, seguido del bloque A con un 28%, el C con un 11%, D con el 6% y el G con un 3%.
- Se identificó que las arenas superiores del bloque A han aportado a la fecha (Abril de 2013) más de la mitad de la producción total de estas arenas (53%); el bloque B por su parte ha aportado un 35%, seguido del bloque G con el 5% y el bloque D con un 4%; los bloques C, E y F son los que menor aporte en producción de petróleo han presentado históricamente.
- Se determinó que las arenas basales del bloque B han aportado más de la mitad de la producción total de estas arenas (61%); por su parte las basales de los bloques A y C han aportado 15% cada uno, seguidos del bloque D con un 7%. Los bloques E, F y G son los que menor aporte en producción han presentado a través de estas arenas.
- Al analizar el factor de recobro por arena, se determinó que este es mayor para las arenas basales que para las superiores, lo que indica que los métodos de recobro implementados en el campo han sido más eficientes para las basales, puesto que el OOIP es mayor en las superiores.
- Se elaboraron los formatos que alimentaran la base de datos en OFM y SAHARA; esto permitirá realizar de forma rápida y confiable gráficos, tablas, simulaciones, etc., que ayudaran a visualizar y analizar el campo para posteriores toma de decisiones.

## RECOMENDACIONES

- Antes de considerar optimizar el recobro secundario por inyección de agua se recomienda reevaluar el modelo geológico del campo.
- Considerar evaluar los trabajos recomendados en el capítulo quinto con el fin de mejorar la producción e inyección del campo Rio Ceibas.
- Tomar ILT en pozos inyectoros y PLT en pozos productores por lo menos una vez cada año para tener conocimiento claro y reciente acerca del recibo o aporte de los intervalos cañoneados, esto permitirá realizar una distribución de fluido más exacta en el pozo.
- Los bloques A y B principalmente el bloque B presenta gran cantidad de problemas geomecánicos, colapsos y alta producción de arena; lo anterior se debe a la alta inyección de fluidos y a la poca atención de presiones en los bloques. Por esto es importante realizar un seguimiento oportuno a los pozos encargados de monitorear el comportamiento de presión ya que evitara sobre-presurizaciones de la formación en las zonas de los bloques donde la inyección de fluido es masiva.
- Para el bloque C se recomienda realizar estimulaciones ácidas en las arenas basales de todos los pozos, ya que según la distribución de producción se identificó que son las que mayor aporte en producción han tenido, ver página 91.
- En el caso del bloque D se recomienda realizar estimulaciones orgánicas para las arenas basales, ya que estas han sido las que mayor aporte de crudo han tenido, por el contrario el 80% de las arenas superiores no han sido representativas en aporte de fluidos para el bloque, por esto es importante evaluar la posibilidad de inyectar algún fluido por las arenas superiores, ya que también posee un factor de recobro bajo. Ver página 93.
- En el bloque F se recomienda cañonear las arenas superiores y basales debido a que han tenido buen aporte de fluidos, sin embargo esta zona no ha sido muy cañoneada. Al mismo tiempo, considerar la perforación de nuevos pozos con el fin de estimular el desarrollo del bloque. Ver página 94.

- Según análisis de distribución tanto las arenas basales como las superiores presentan un gran aporte de fluidos, sin embargo las arenas superiores se caracterizan por la alta producción de gas. De acuerdo a los registros evaluados y a la tendencia de eventos es importante considerar cañonear la base de las arenas superiores y el tope de las arenas basales presentando un especial cuidado en la solución de los problemas de arenamiento que presenta el bloque G. Ver página 96.
- En la realización del proyecto en muchas ocasiones se pudo observar la ejecución de trabajos de intervención de pozo que no tenían sentido, lo anterior se fundamenta cuando en algunos pozos realizaban conversión a inyectoros y después de un tiempo volvían nuevamente a productores, realmente no pareciera haberse realizado un análisis serio en los pozos a la hora de ejecutarse un trabajo.

## BIBLIOGRAFÍA

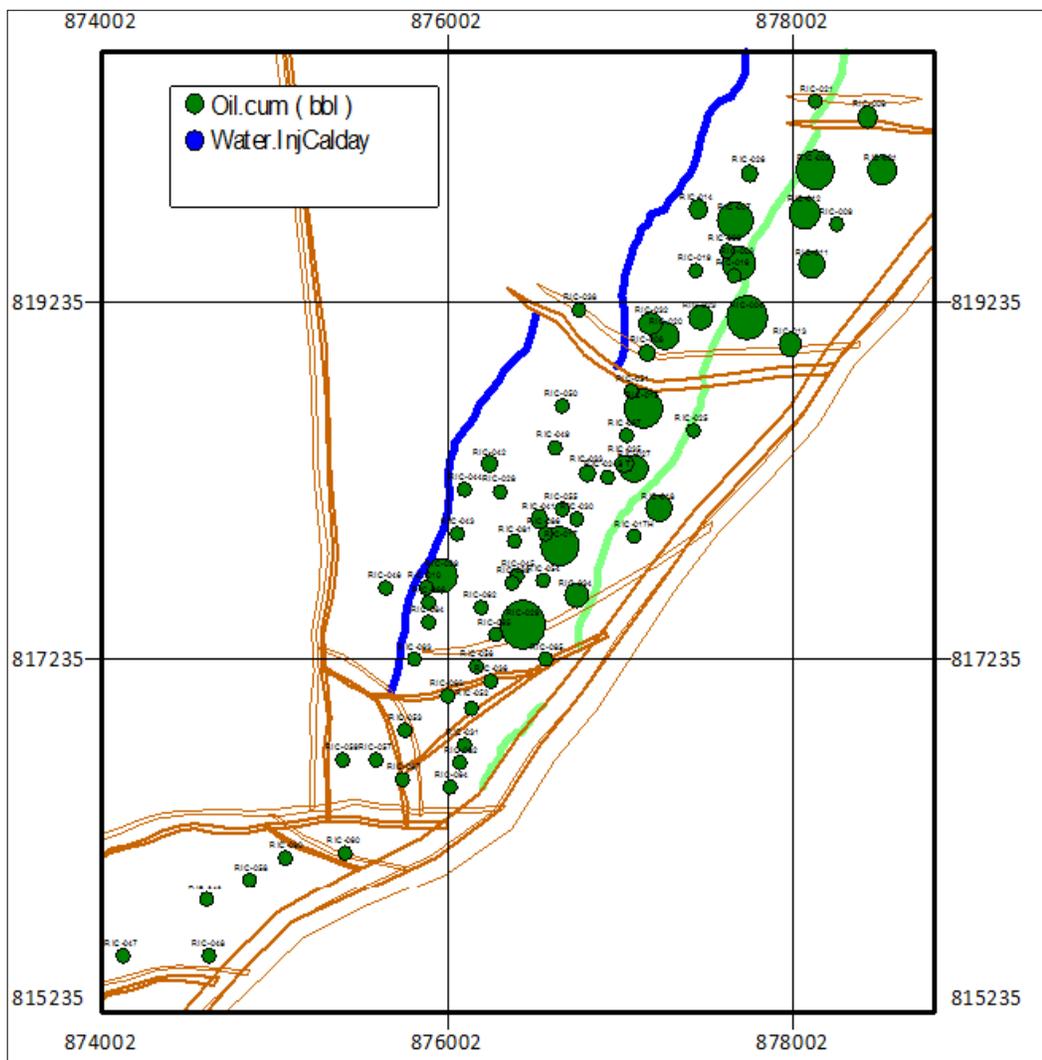
- **ECOPETROL S.A, HALLIBURTON.** Proyecto Valoración Campo Menores – Campo Rio Ceibas, 2010.
- **ECOPETROL S.A.** Información Técnica del Campo Rio Ceibas, 2013.
- **ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto.** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2004. P 20 – 44.
- **FREITAS, M.G y VALLEJO J.** Condicionantes Estructurales y Estratigráficos en el Yacimiento Terciario de Rio Ceibas, Cuenca Alto Magdalena, Colombia 2000. P 207 – 214.
- **GOMEZ Y.C y SANTANDER N.A.** Evaluación del Recobro Secundario por Inyección de Agua en el Campo Yaguará, 2013.
- **GONZÁLEZ K.R y VIVEROS A.** Redistribución de la Inyección de Agua en el Campo Yaguará, 2010.
- **PARIS DE FERRER, M.** Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, 2001. P 11-18.
- **RODRIGUEZ, C.A y ALCAZAR C.A.** Justificación Inyección de Gas Campo Rio Ceibas, 2011. P 4 – 8.

# ANEXOS

## ANEXO A. MAPAS DE BURBUJAS POR CAMPO Y BLOQUE

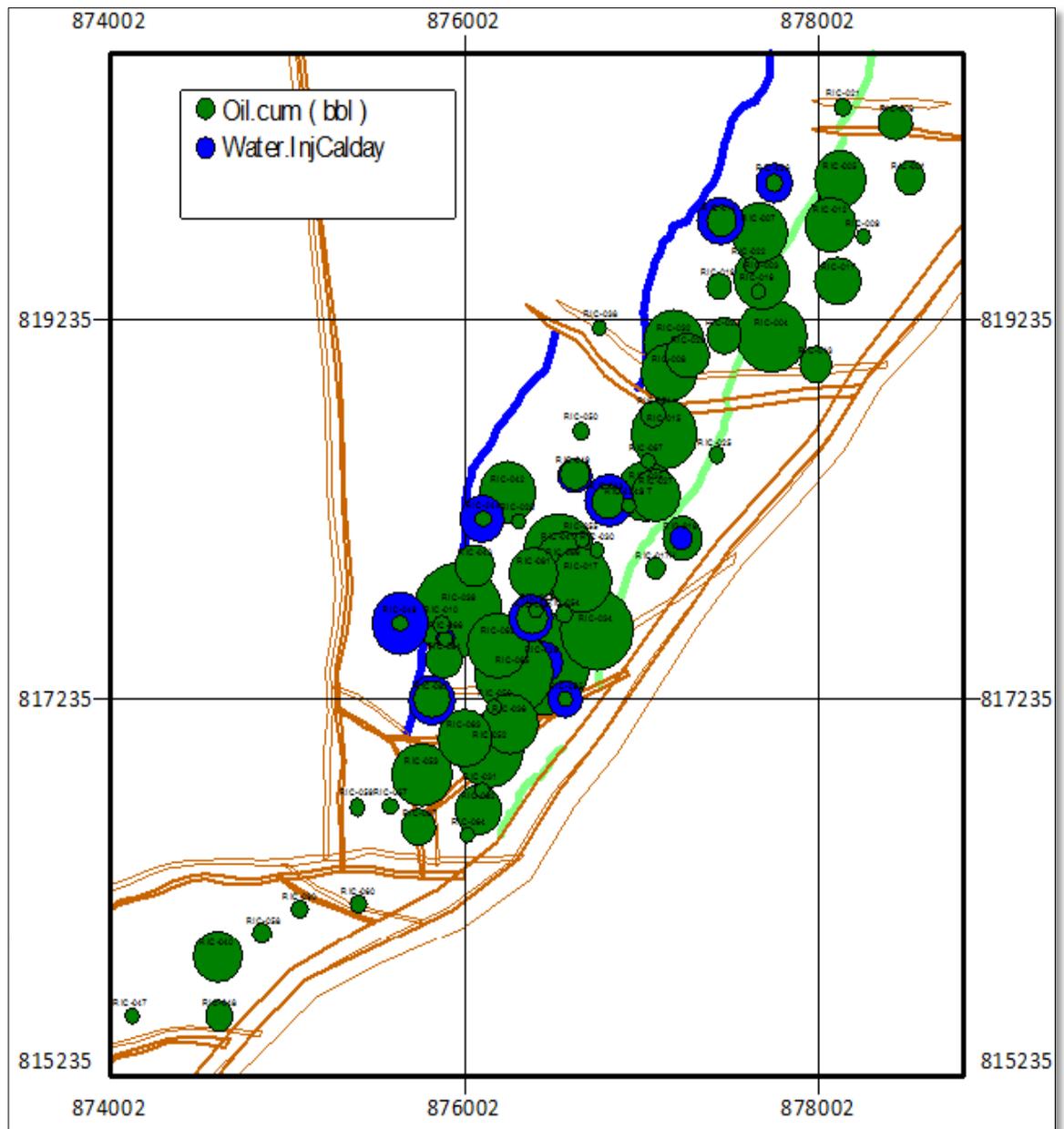
Los mapas de burbujas son una excelente herramienta que provee el software OFM, y permite visualizar los cambios de producción e inyección sobre un mapa geográfico del campo. Para este proyecto se analizaron mapas de burbuja teniendo en cuenta la producción acumulada antes y después de iniciar la inyección, con el fin de evaluar el efecto o influencia del recobro por inyección de agua tanto en el campo como en cada bloque.

### MAPAS DE BURBUJAS DEL CAMPO



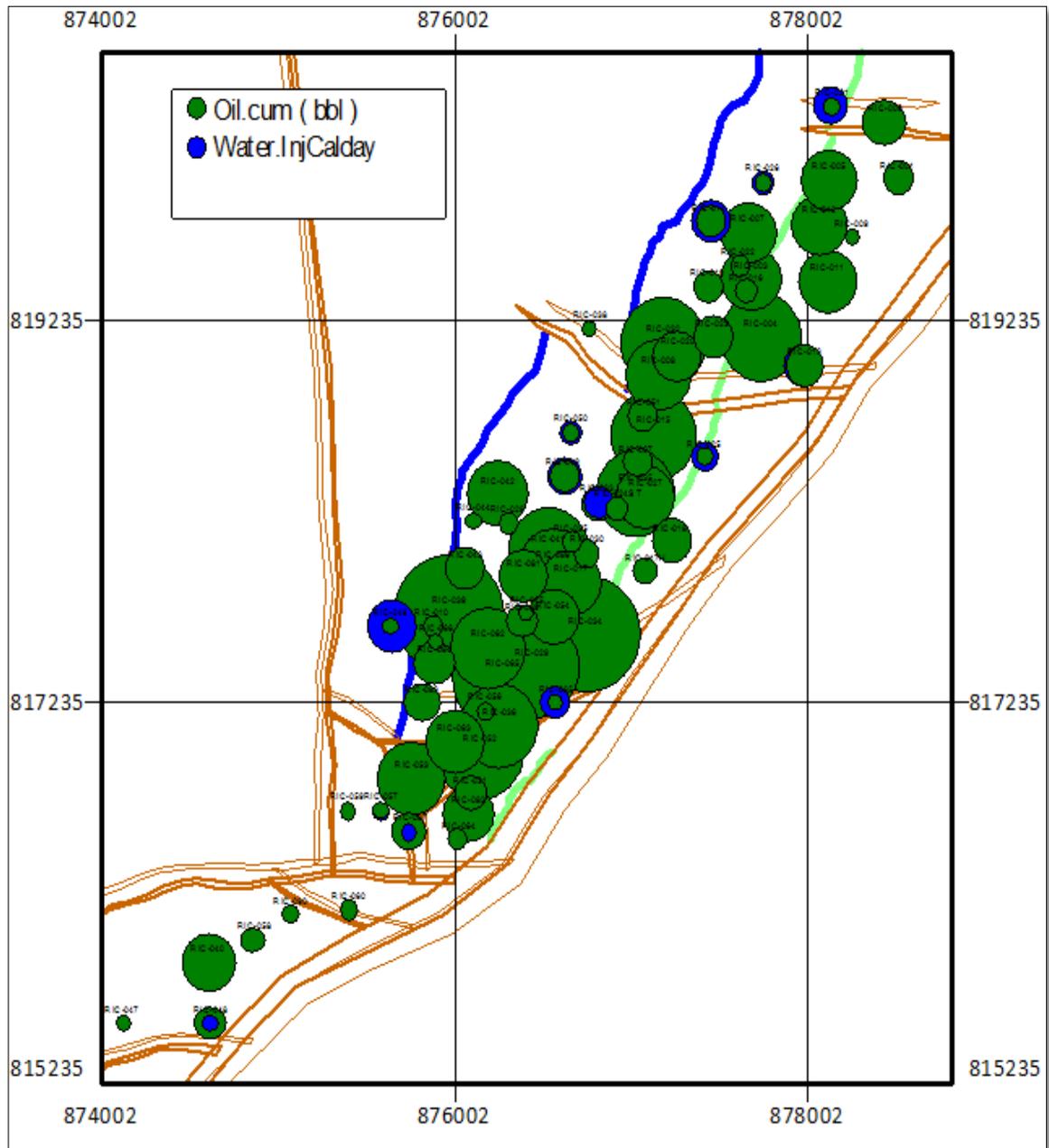
Gráfica A - 1. Mapa de Burbujas del Campo Rio Ceibas (Antes de Iniciar Recobro por Inyección de Agua)

Se realizaron cuatro gráficas con rangos de fechas que van desde Enero de 1994 cuando inició la comercialidad del campo, hasta Abril del 2013 que es la fecha de alcance del proyecto. Lo anterior con el objetivo de analizar los cambios en producción por efecto del recobro secundario por inyección de agua implementado a partir del año 1999.

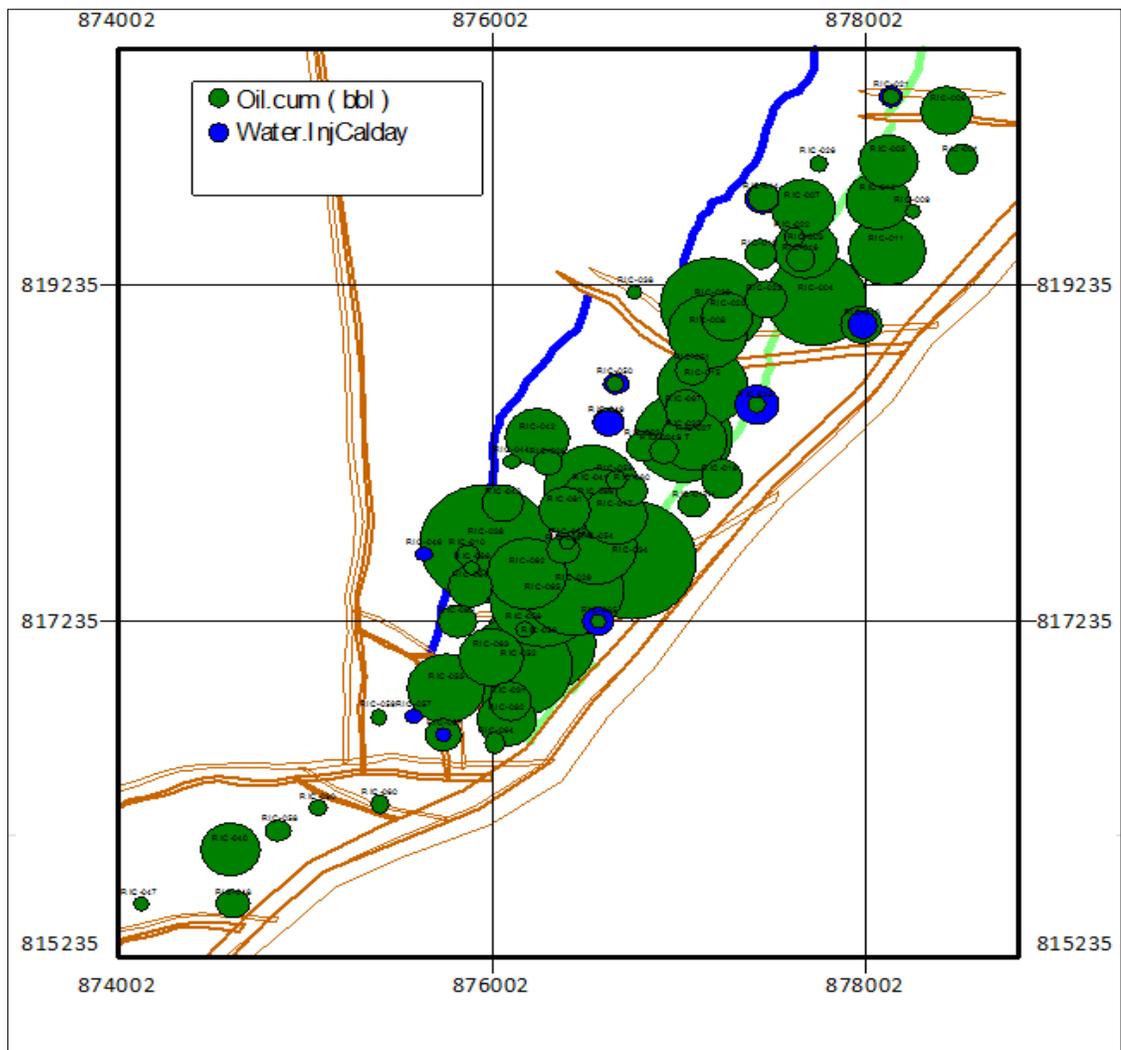


Gráfica A - 2. Mapa de Burbujas del Campo Rio Ceibas Hasta Enero de 2005 (6 años después de iniciar la inyección de agua)

Como se Observa en las Gráfica A-1, A-2, A-3 y A-4, desde el inicio de la inyección hasta la fecha, es notable el cambio de la cantidad de pozos inyectoros activos como los valores de agua inyectada.



**Gráfica A - 3. Mapa de Burbujas del Campo Rio Ceibas hasta Enero de 2009 (10 años después de iniciar la inyección de agua)**



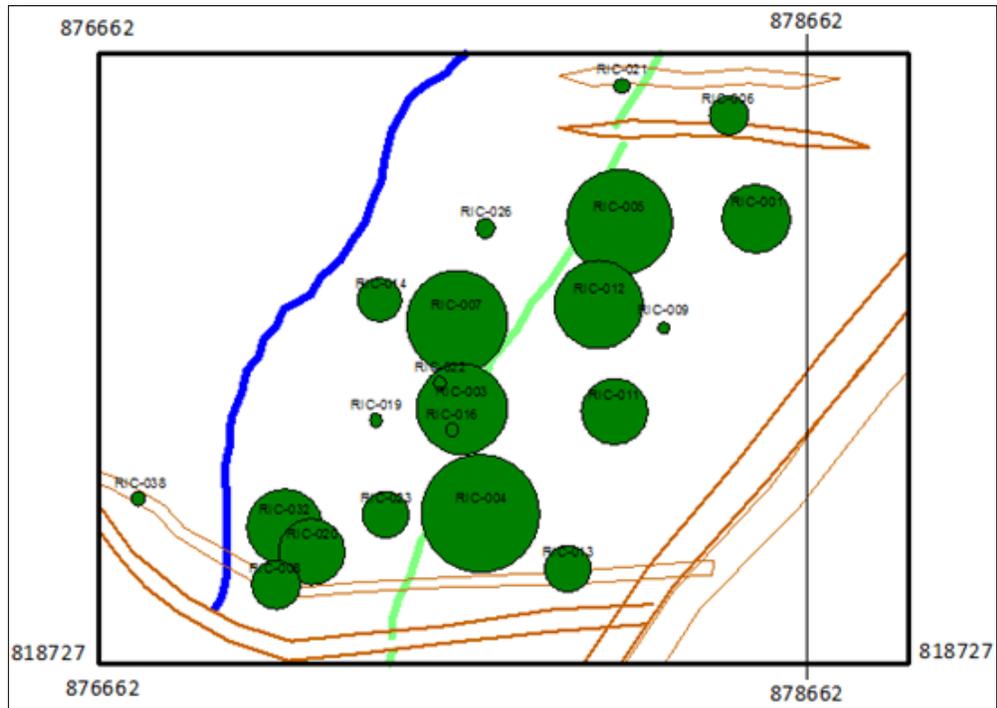
**Gráfica A - 4. Mapa de Burbujas del Campo Rio Ceibas (Desde enero de 1994 hasta abril de 2013)**

Como lo indica la Gráfica A-4, actualmente (Abril de 2013), el campo Rio Ceibas posee diez pozos inyectoros de Agua, de los cuales tres inyectan en el bloque A, cinco en el bloque B, uno en el bloque C y uno en el bloque E.

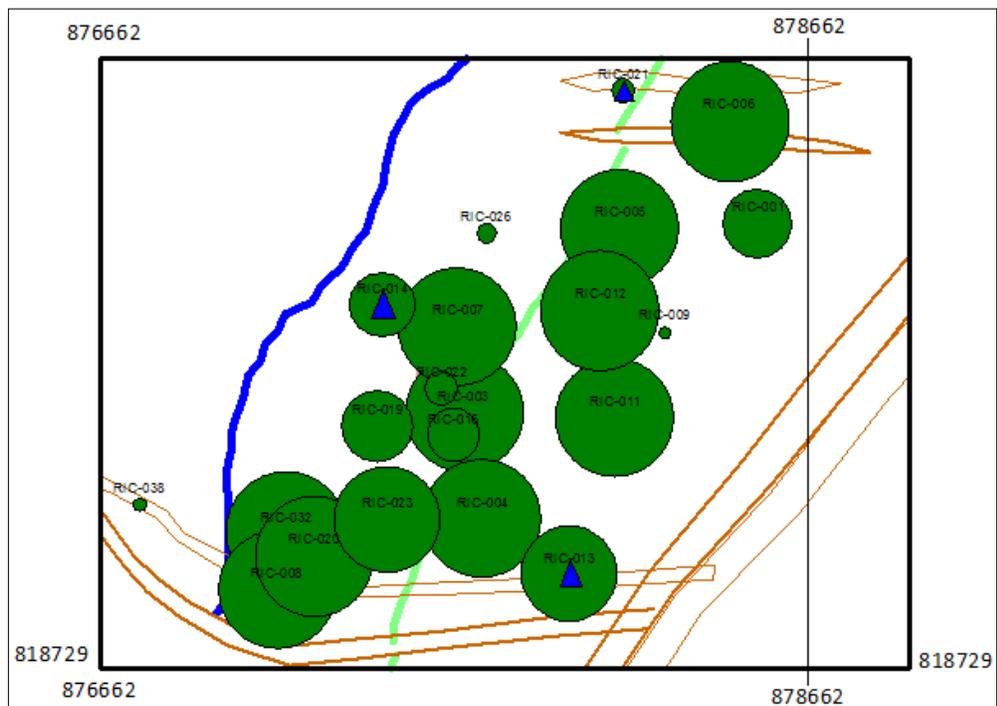
### **MAPAS DE BURBUJA POR BLOQUE**

Para el caso de los bloques se realizaron dos gráficas, con dos rangos diferentes de fechas, la primera es el aceite acumulado desde el inicio de producción del bloque y la segunda el aceite acumulado hasta abril de 2013, es decir, después de iniciar la inyección de agua en los casos donde se implementó.

## BLOQUE A

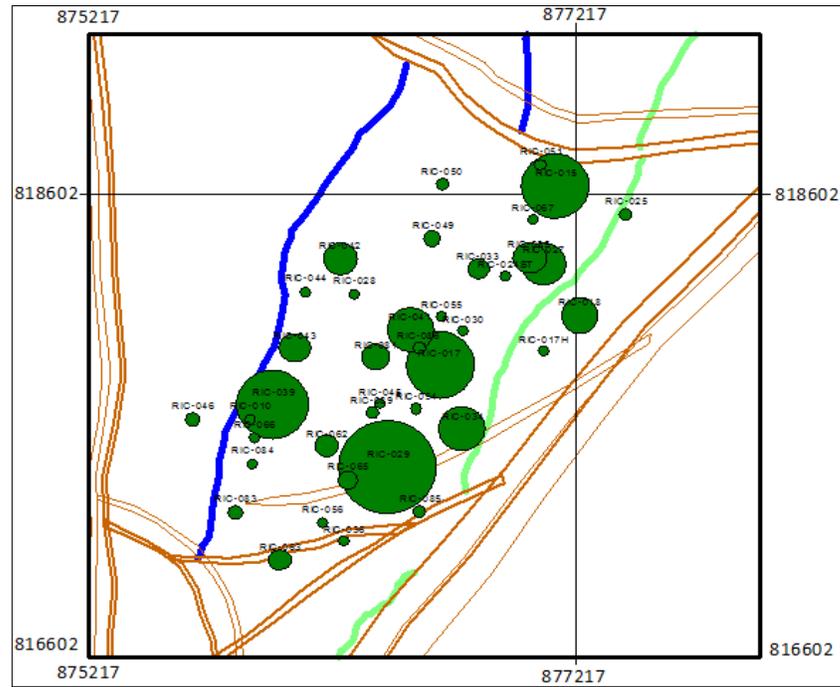


Gráfica A - 5. Mapa de Burbujas del Bloque A desde Enero de 1994 hasta Abril de 2013

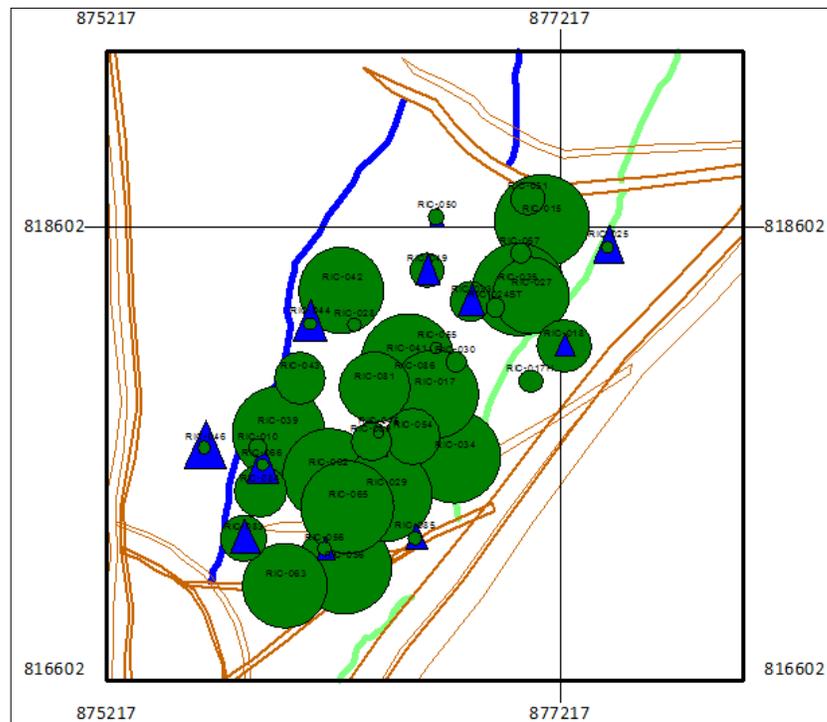


Gráfica A - 6. Mapa de Burbujas del Bloque A desde Enero de 1994 hasta Abril de 2013

## BLOQUE B

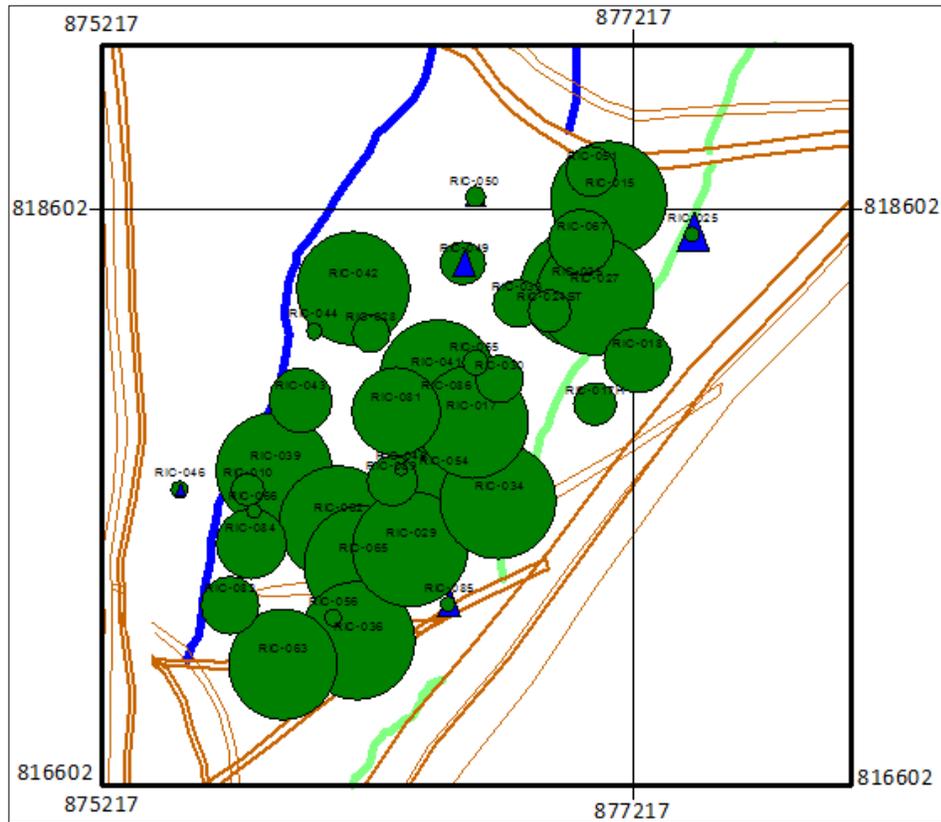


Gráfica A - 7. Mapa de Burbujas del Bloque B desde Enero de 1994 hasta Junio de 1999



Gráfica A - 8. Mapa de Burbujas del Bloque B desde Enero de 1994 hasta Enero de 2007

La gráfica A-8 muestra el acumulado de producción e inyección hasta Enero de 2007, ya que luego de esa fecha cierran varios pozos inyectores y habilitan otros.

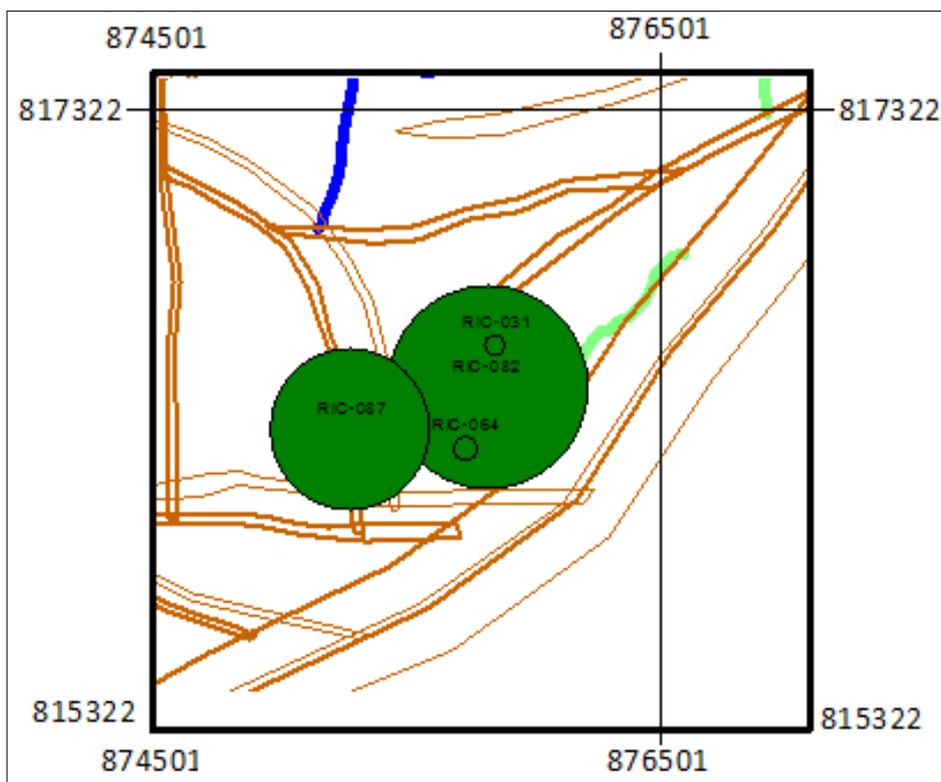


Gráfica A - 9. Mapa de Burbujas del Bloque B desde Enero de 1994 hasta Abril de 2013

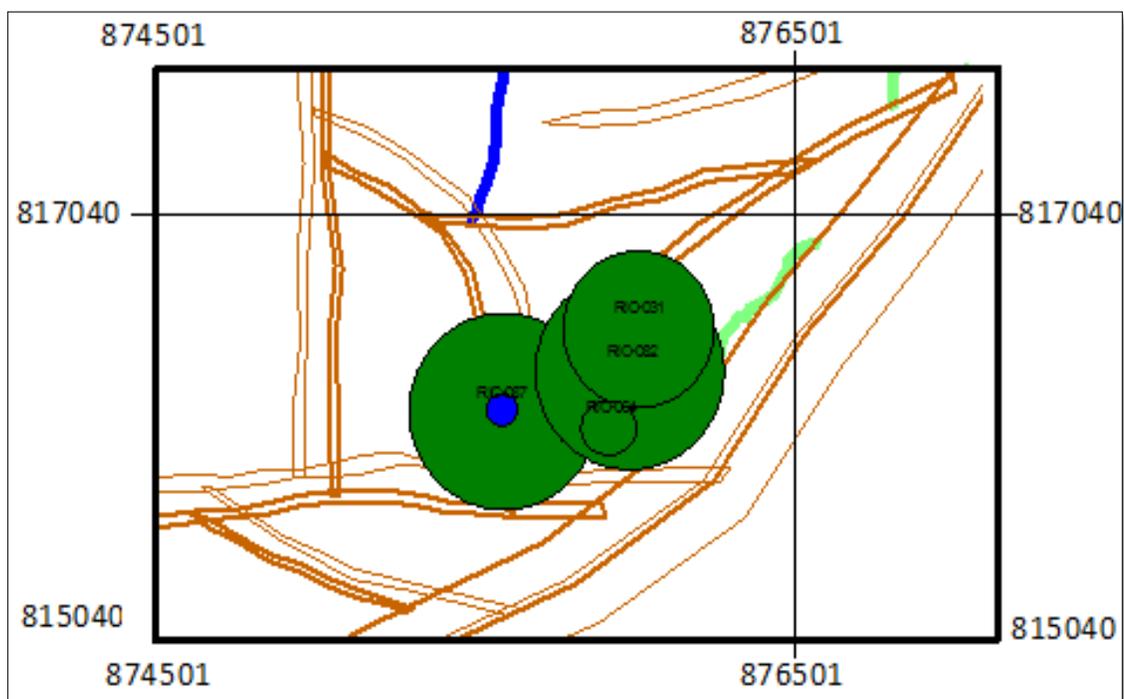
## BLOQUE C

El bloque C inició su producción aproximadamente en Abril de 1999 y se implementó la inyección de agua desde Junio de 2006.

Por lo anterior se generaron dos mapas de burbujas para este bloque; el primero toma el aceite acumulado para un rango de fecha desde Abril de 1999 hasta Junio de 2006 y el segundo, desde Abril de 1999 hasta Abril de 2013.



Gráfica A - 10. Mapa de Burbuja para el Bloque C desde Abril de 1999 hasta Junio de 2006

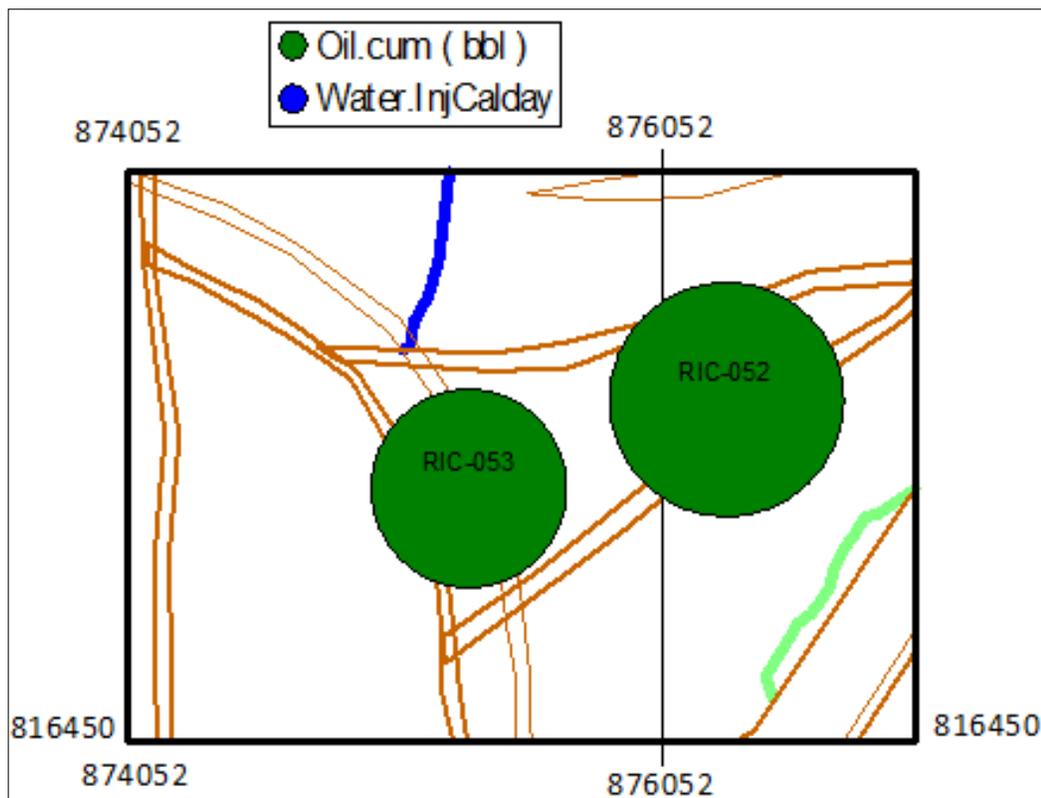


Gráfica A - 11. Mapa de Burbujas para el Bloque C desde Abril de 1999 hasta Abril de 2006

## BLOQUE D

Como se mostró anteriormente el bloque D contiene dos pozos productores, por lo que se analizó la influencia de pozos inyectoros de agua de los bloques vecinos.

De acuerdo a lo anterior se generaron 4 gráficas; la Gráfica A-12 tiene en cuenta la producción acumulada desde Abril de 1999 hasta Febrero de 2005, es decir, justo antes de que iniciara la inyección de los pozos de los bloques vecinos (C y E).

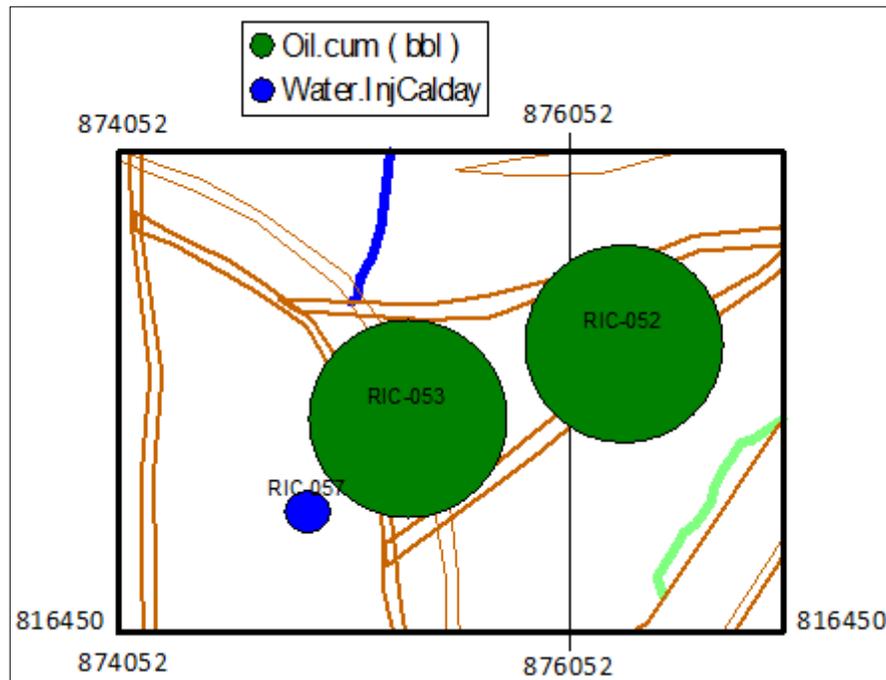


**Gráfica A - 12. Mapa de Burbujas para el Bloque D desde Abril de 1999 hasta Febrero de 2005**

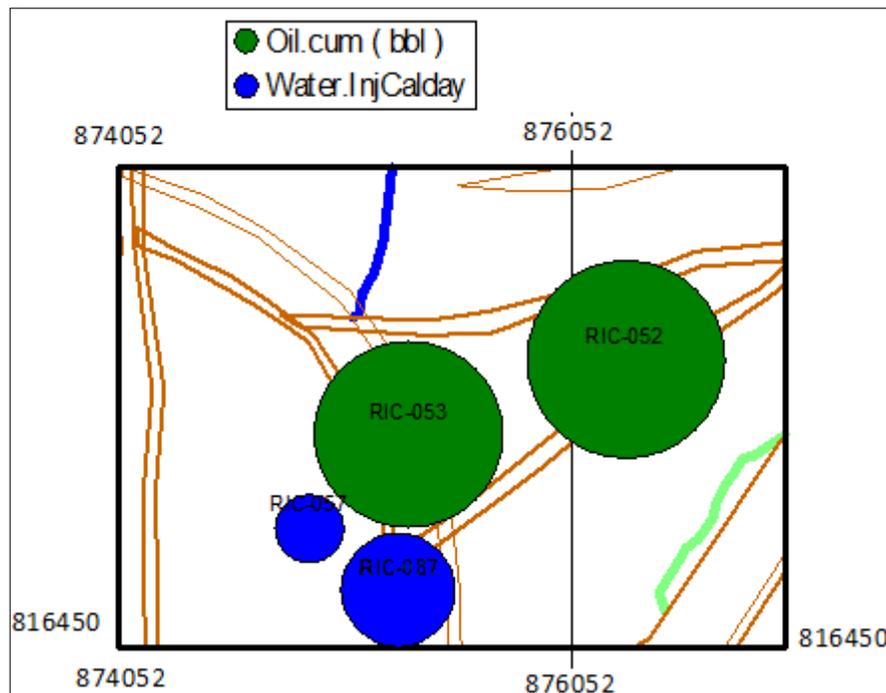
La Gráfica A-13 tiene en cuenta el aceite acumulado desde Abril de 1999 hasta Mayo de 2006; esta gráfica solo estima la influencia de la inyección del RIC-057 con los productores del Bloque, donde se visualiza junto con graficas del software OFM que este pozo inyector no influencia a los pozos productores estudiados.

Así mismo, la Gráfica A-14 muestra el acumulado de aceite desde Abril de 1999 hasta Junio de 2008; para este rango de fecha ya estaba inyectando el pozo RIC-087.

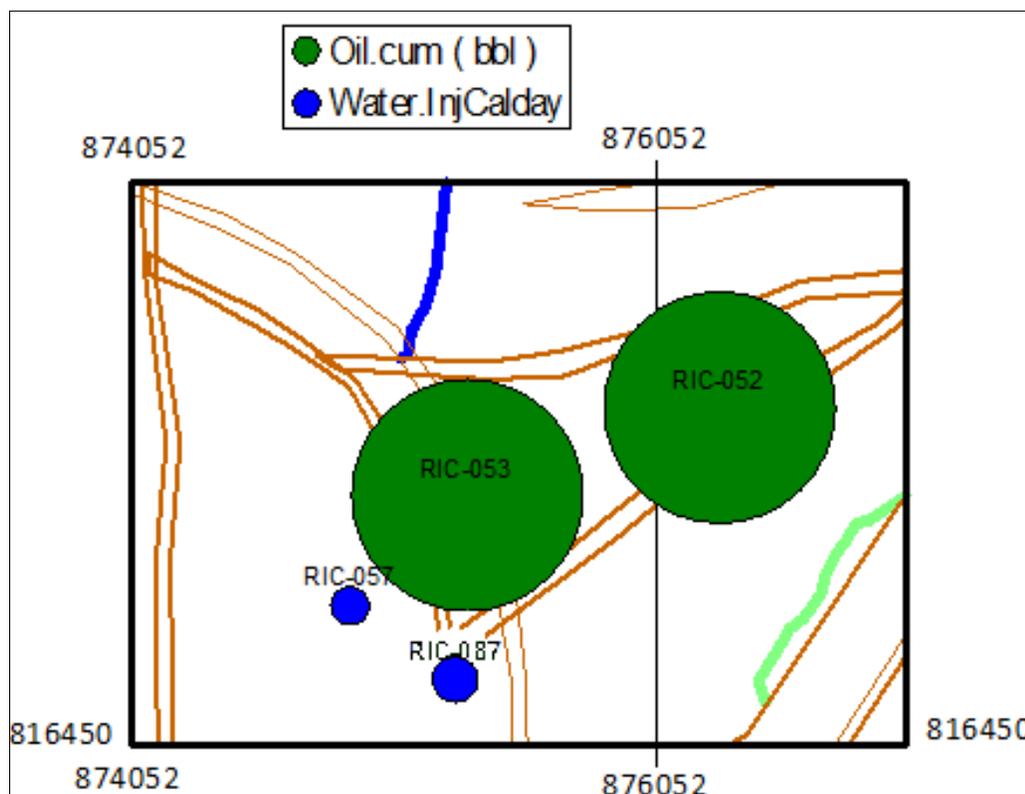
Por último la Gráfica A-15 tiene en cuenta el estado actual de los pozos anteriormente nombrados.



Gráfica A - 13. Mapa de Burbujas para el Bloque D desde Abril de 1999 hasta Mayo de 2006



Gráfica A - 14. Mapa de Burbujas para el Bloque D desde Abril de 1999 hasta Junio de 2008

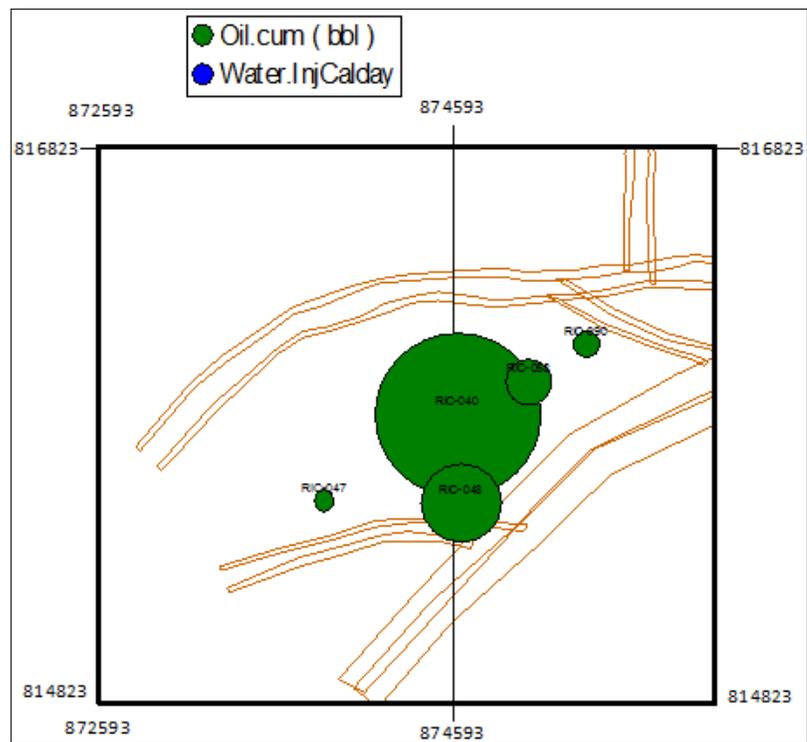


Gráfica A - 15. Mapa de Burbujas para el Bloque D desde Abril de 1999 hasta Abril de 2013

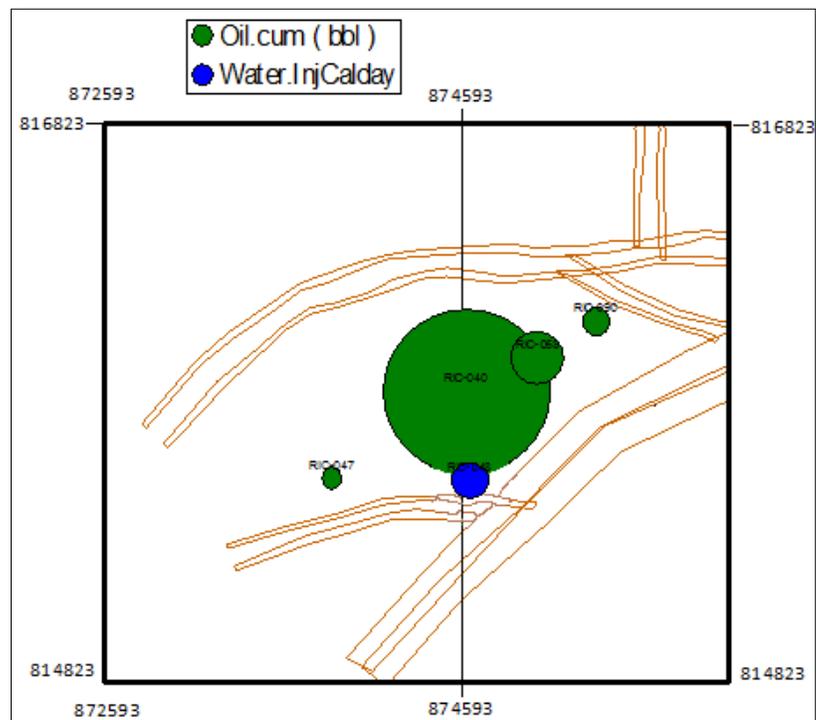
## BLOQUE G

Para el bloque G se generaron dos gráficas teniendo en cuenta el acumulado de aceite desde Enero de 1999 hasta Mayo de 2006, es decir, antes de que iniciara la inyección de agua; y desde enero de 1999 hasta Julio de 2008, dos años después de haber iniciado la inyección de agua en el bloque.

Actualmente en el bloque G no se está inyectando agua, ya que el RIC-048, que fue el único que inyectó este fluido, es monitor de presión. Sin embargo hay dos pozos con inyección de gas.



Gráfica A - 16. Mapa de Burbujas para el Bloque G desde Enero de 1999 hasta Mayo de 2006



Gráfica A - 17. Mapa de Burbujas para el Bloque G desde Enero de 1999 hasta Julio de 2008

## ANEXO B. FORMATO DE EXCEL UTILIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN

En la primera parte se tiene el nombre del pozo (RIC-004), intervalos cañoneados por arenas, donde AS son las arenas superiores y AB las arenas basales. Esto permitió ver con claridad cuáles son las arenas que se abrieron, independientemente de que a la fecha estén cerradas o aisladas ya que esto se tiene en cuenta en la segunda parte del formato. (Ver Grafica B-1).

	B	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	RIC-004		RIC-004									
2	AS											
3	AS											
4	AS			3328'-3359'(± 3384'-3419' 3432'-3460'(28')	CASING GUN 4", 4 TPP, 90° PHASE. FEB 04/95							
5	AS			3524'-3569'(45'),	CASING GUN 4", 4 TPP, 90° PHASE. FEB 04/95							
6	AS											
7	AB			3899'-3919'(± 3899'-3919' 3930'-3967'(± 3950'-3966'(16')	CASING GUN 4", 4 TPP, 90° PHASE. MAY 25/05							
8	AB			4006'-4020'(± 4050'-4074'(24')	CASING GUN 4", 4 TPP, 90° PHASE. MAY 25/05							
9	AB											
10	AB											

**Gráfica B - 1. Tabla de Intervalos Cañoneados**

La segunda parte contiene una descripción de los eventos más representativos del pozo, es decir, los que afectaron producción o inyección (Estimulaciones, Cañoneos, Fracturas) e igualmente las pruebas PLT/ILT que se han corrido.

La producción e inyección acumulada que se utilizó para el análisis es mensual, por esta razón las fechas de los eventos se registraron mensualmente.

Así mismo están las arenas superiores y basales con sus respectivos límites (tope y base) y el estado de las mismas con respecto al evento descrito, es decir, si están abiertas a producción (o), abiertas a inyección de agua (iw), abiertas a inyección de gas (ig) y aisladas o cerradas (c). (Ver Grafica B-2).

INTERVALOS OPEN / CLOSE				03/08/2000	31/10/2000	19/08/2003	19/05/2004	23/06/2005	08/12/2005
	MARKER	TOP	BASE	POZO COMO ALMACENADOR DE GAS	FIN DE INY DE GAS	INICIA PRODUCCIÓN	CAÑ 4070'-4084' C4	INICIO INY DE AGUA // CAÑ 3858'-3880' C2	ILT
				inyg	inyg	prod	prod	inyw	inyw
RIC-021C0	AS	AS	3471	3545.51	ig	ig	o	o	e
RIC-021C1	AS	AS	3546	3610.74					
RIC-021C1S	AS	AS	3611	3749.59	ig	ig	o	o	iw
RIC-021C2	AS	AS	3750	3892.87	e	e	o	o	iw
RIC-021C3	AS	AS	3893	3990.51					
RIC-021C4	AB	AS	3991	4258.28			o	o	iw
RIC-021C5	AB	AS	4258	4376.44					
RIC-021C6	AB	AS	#N/A	#N/A					
RIC-021C7	AB	AS	#N/A	#N/A					

**Gráfica B - 2. Tabla de Arenas Abiertas/Cerradas en Producción, Iny de Gas e Iny de Agua – Eventos**

La tercera parte del formato contenía la información del producto de la permeabilidad promedio por el espesor neto (petrofísica) de las arenas abiertas a la fecha. (Ver Grafica B-3)

PETROFISICA (KH)				18-abr-01	18-ago-01	3-jun-05
	MARKE R	TOP	BASE	PLT	PERFORÓ TAPÓN @ 3880', HABIL 3930'-3967' C4	CAÑ 4006'-4020', 4050'- 4074' C5, 3950'-3966' C4
RIC-004C0	AS	AS	3174	3246.49		
RIC-004C1	AS	AS	3246	3329.381		
RIC-004C1S	AS	AS	3329	3463.06	675.64	675.64
RIC-004C2	AS	AS	3463	3625.552	522.83	522.83
RIC-004C3	AS	AS	3626	3715.781		
RIC-004C4	AB	AB	3716	3984.116	23910.25	23910.25
RIC-004C5	AB	AB	3984	4196.885		6587.82
RIC-004C6	AB	AB	#N/A	#N/A		
RIC-004C7	AB	AB	#N/A	#N/A		

**Gráfica B - 3. Tabla de Petrofísica de Arenas Abiertas**

En la siguiente sección (Grafica B-4), se reportaron los resultados de las pruebas PLT en caso de producción e ILT en caso de inyección, en donde se tomaron las fracciones de aporte de las arenas abiertas a esa fecha.

PLT's / ILT's				18-abr-01	3-jun-05			12-dic-06			21-jun-07					
	MARKE R	TOP	BASE	PLT	CAMBIO GL A PCPY CAÑ 4006'-4020', 4050'- 4074' C5, 3950'-3966'			PLT			PLT					
					OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
RIC-004C0	AS	AS	3174	3246.49												
RIC-004C1	AS	AS	3246	3329.381												
RIC-	AS	AS	3329	3463.06	0.310	0.480	1.000				0.140	0.020	0.370	0.250	0.030	0.180
RIC-004C2	AS	AS	3463	3625.552	0.690	0.520	0.000				0.430	0.000	0.630	0.560	0.010	0.540
RIC-004C3	AS	AS	3626	3715.781												
RIC-004C4	AB	AB	3716	3984.116							0.430	0.030	0.000	0.040	0.040	0.120
RIC-004C5	AB	AB	3984	4196.885							0.000	0.950	0.000	0.150	0.920	0.160
RIC-004C6	AB	AB	#N/A	#N/A												
RIC-004C7	AB	AB	#N/A	#N/A												

**Gráfica B - 4. Tabla de Pruebas PLT/ILT**

Luego se tiene la sección de asignación del método para la distribución; los resultados se registraron en fracción para posteriormente en la siguiente sección realizar los cálculos con los acumulados y reportarlos distribuidos por arenas (Ver Grafica B-5).

ASIGNACION DE % / METODO				PETRO			ANALITICO ANTERIOR			PLT		
				OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
RIC-004C0	AS	AS	3174.001	3246.49								
RIC-004C1	AS	AS	3246.49	3329.381								
RIC-004C1S	AS	AS	3329.381	3463.06			0.563	0.564	0.561	0.310	0.480	1.000
RIC-004C2	AS	AS	3463.06	3625.552			0.437	0.436	0.439	0.690	0.520	0.000
RIC-004C3	AS	AS	3625.552	3715.781								
RIC-004C4	AB	AB	3715.781	3984.116	1.000	1.000	1.000					
RIC-004C5	AB	AB	3984.116	4196.885								
RIC-004C6	AB	AB	#N/A	#N/A								
RIC-004C7	AB	AB	#N/A	#N/A								

**Gráfica B - 5. Tabla de Asignación del Método**

Finalmente se reportaron los acumulados de producción o inyección distribuidos por arenas de acuerdo a los resultados obtenidos con cada método seleccionado.

ACUMULADOS DISTRIBUIDOS				4-feb-95			18-abr-01			18-ago-01			
				TAPÓN @ 3880' Y CAÑ 3328'-3359', 3384'-3419'			PLT			PERFORÓ TAPÓN @ 3880, HABIL 3930'-3967' C4			
				OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	
RIC-004C0	AS	AS	3174.001	3246.49	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
RIC-004C1	AS	AS	3246.49	3329.381	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
RIC-004C1S	AS	AS	3329.381	3463.06	0.0	0.0	0.0	137357	112.1	28599	140248	117.2	30380
RIC-004C2	AS	AS	3463.06	3625.552	0.0	0.0	0.0	106460	86.67	22371	112895	92.2	22371
RIC-004C3	AS	AS	3625.552	3715.781	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RIC-004C4	AB	AB	3715.781	3984.116	90139	65.098	1386	90139	65.1	1386	90139	65.1	1386
RIC-004C5	AB	AB	3984.116	4196.885	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RIC-004C6	AB	AB	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RIC-004C7	AB	AB	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

**Gráfica B - 6. Tabla de Acumulados Distribuidos**

Estos resultados sirvieron posteriormente para los cálculos del factor de recobro e igualmente para los formatos que alimentaron el software OFM y SAHARA.

Todo lo anterior se realizó por completamiento, es decir que para el caso de Rio Ceibas, se obtuvieron en total 91 archivos de Excel con la información respectiva anteriormente mencionada.