

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE APLICABILIDAD DE LA  
TECNOLOGÍA “CONFORMANCE” PARA 16 PATRONES CANDIDATOS,  
MEDIANTE EL MODELO DE CAPACIDAD RESISTIVA (CRM) EN EL CAMPO  
LA CIRA INFANTAS**

**DANILO GILBERTO BELTRÁN RODRÍGUEZ  
KEVIN MARÍN QUIROGA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE APLICABILIDAD DE LA  
TECNOLOGÍA “CONFORMANCE” PARA 16 PATRONES CANDIDATOS,  
MEDIANTE EL MODELO DE CAPACIDAD RESISTIVA (CRM) EN EL CAMPO  
LA CIRA INFANTAS**

**DANILO GILBERTO BELTRÁN RODRÍGUEZ  
KEVIN MARÍN QUIROGA**

**Proyecto integral de grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
ROCÍO DEL ROSARIO ESCAMILLA ROSALES  
Ingeniera de Petróleos**

**Orientador:  
YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO  
Ingeniera de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

Ing. Yatnielah Isbel Pirela Ropero  
Orientador.

---

Ing. Adriángela Romero Sánchez  
Jurado 1.

---

Ing. Iván Eduardo Peñaloza  
Jurado 2.

Bogotá, julio de 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano Facultad de Ingeniería

**Ing. JULIO C. FUENTES ARISMENDI**

Director Programa Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

Las directivas de la Fundación Universidad de América junto con el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de grado está dedicado a:

A mi familia, principalmente a mis padres por su incondicional amor y apoyo, para sacar lo mejor de mí, a mi hermana por estar presente en el transcurso de esta etapa de mi vida tan importante.

A mis amigos y compañeros por hacer de esto una experiencia inolvidable.

A todas las personas que me rodean que no dejaron que perdiera la motivación para culminar este proyecto.

**Danilo Gilberto Beltrán Rodríguez**

Este trabajo de grado está dedicado a:

Dios, por estar siempre presente en todas mis acciones y en las personas que me rodean, por guiarme en todas las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida

A mis padres, Francisco y Rosalba, mis hermanos Francisco y Alba por siempre brindarme su amor y cariño incondicional día tras día, por sus innumerables esfuerzos para que nunca me faltara nada, por mi formación, educación y valores que cada uno de ustedes me han inculcado, por la paciencia y el apoyo para lograr cumplir mi sueño, a mis Tíos y primos que con sus mensajes y voces de aliento no me dejaron desfallecer en esta meta que hoy da sus frutos. Y demás familiares que lastimosamente han partido. Por todos esos actos y más, hoy comprendo que todo lo que soy se los debo a ustedes, los amo.

A todos mis amigos de la universidad, del colegio y demás lugares, gracias por brindarme su cariño, confianza, consejos, tiempo y apoyo año tras año, gracias por todas las experiencias que hemos vivido. A Danilo Beltrán por su amistad, paciencia, confianza, comprensión y esfuerzos a lo largo de la carrera y durante el desarrollo del presente trabajo de grado.

**Kevin Marín Quiroga**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos especialmente a las siguientes personas e instituciones que de alguna manera contribuyeron en el desarrollo de este proyecto de grado:

A OCCIDENTAL DE COLOMBIA, por brindarnos la oportunidad y confianza en la realización de este proyecto de grado, ofreciendo sus instalaciones y el personal de apoyo durante el transcurso de este trabajo.

Al ingeniero de petróleos Víctor Alfonso Morales, Manager LCI por darnos la oportunidad de participar en este proyecto, desempeñar el cargo de representante legal de la compañía en el mismo y brindar el soporte técnico.

A nuestra directora de trabajo de grado la ingeniera de petróleos Rocío del Rosario Escamilla Rosales, por habernos brindado su conocimiento, experiencia, cooperación, disponibilidad de tiempo, sus valiosos aportes y sugerencias en el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero de petróleos Juan Pablo Falla, por habernos brindado su asistencia profesional, conocimiento, experiencia, disponibilidad de tiempo y en especial la capacitación suministrada en el uso del Modelo CRM que permitió el desarrollo del trabajo de grado

A los orientadores Yatniela Isbel Pirela, Yimmy Parra y Luis González Restrepo por estar siempre disponibles, ofreciéndonos sus conocimientos, disposición, y sugerencias en las áreas técnica, geológica y financiera respectivamente, que permitieron la culminación satisfactoria de este proyecto.

A las directivas, cuerpo docente, personal administrativo y de servicios generales de la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, que con sus conocimientos y ayuda incondicional brindada durante nuestros años de estudio permitieron nuestra formación como profesionales en Ingeniería de Petróleos.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO	29
1.3.1 Columna Estratigráfica.	29
1.3.2 Estratigrafía.	31
1.3.3 Geología Estructural.	34
1.3.4 Geología del Petróleo.	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	38
1.4.1 Método de Producción.	38
1.4.2 Tiempo de Producción.	40
1.4.3 Número de pozos.	40
1.4.4 Comportamiento histórico del campo.	40
2. MARCO TEÓRICO	42
2.1 INYECCIÓN DE AGUA	42
2.1.1 Parámetros principales para la inyección de agua.	42
2.1.2 Propiedades importantes en la inyección de agua.	43
2.1.3 Factores que afectan la inyección de agua.	46
2.1.4 Tipos de inyección.	48
2.2 PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA, EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	49
2.3 BALANCE DE MATERIA	51
2.4 MODELO DE CAPACIDAD RESISTIVA (CRM)	51
2.4.1 Modelo Tanque (CRMT).	52
2.4.2 Modelo Basado en Productor (CRMP).	52
2.4.3 Modelo Basado en Par de Inyector-Productor (CRMIP).	55
2.5 TRAZADORES QUÍMICOS	56
2.5.1 Clasificación de los trazadores químicos.	56
2.5.2 Tipos de pruebas de trazadores	57
2.6 CONFORMANCE	59
2.6.1 Geles utilizados en tratamientos conformance.	60
2.6.2 Beneficios de un tratamiento conformance.	61
2.6.3 Inconvenientes en un tratamiento conformance.	61
3. DESCRIPCIÓN DE LOS 16 PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA, PRESENTES EN EL ÁREA CIRA ESTE	65
3.1 SELECCIÓN DE LOS 16 PATRONES OBJETO DE ESTUDIO	65

3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PATRONES SELECCIONADOS	68
3.2.1 Patrón A.	68
3.2.2 Patrón B.	68
3.2.3 Patrón C.	68
3.2.4 Patrón D.	69
3.2.5 Patrón E.	69
3.2.6 Patrón F.	69
3.2.7 Patrón G.	70
3.2.8 Patrón H.	70
3.2.9 Patrón I	70
3.2.10 Patrón J.	71
3.2.11 Patrón K.	71
3.2.12 Patrón L.	71
3.2.13 Patrón M.	72
3.2.14 Patrón N.	72
3.2.15 Patrón O.	73
3.2.16 Patrón P.	73
4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO CRM PARA LOS 16 PATRONES CANDIDATOS A CONFORMANCE	74
4.1 MACRO DE EXCEL	74
4.2 PREMISAS	74
4.2.1 Datos Necesarios.	74
4.2.2 Data de Geología.	74
4.2.3 Data Histórica.	74
4.2.4 Presión de Inyección.	74
4.2.5 Radio de Investigación.	75
4.3 PROCEDIMIENTO PARA EL USO DEL MODELO DE CAPACIDAD RESISTIVA (CRM)	75
4.3.1 Paso 1.	75
4.3.2 Paso 2	75
4.3.3 Paso 3	76
4.3.4 Paso 4.	76
4.3.5 Paso 5.	77
4.3.6 Paso 6.	77
4.3.7 Paso 7.	78
4.3.8 Paso 8.	78
4.3.9 Paso 9.	79
4.3.10 Paso 10.	79
4.3.11 Paso 11.	80
4.3.12 Paso 12.	81
4.4 VALIDACIÓN DEL MODELO CRMP	82
4.5 EJECUCIÓN DEL MODELO CRMP EN LOS 16 PATRONES DE INYECCIÓN	92

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	103
5.1 ZONA C1	107
5.2 ZONA C2	108
5.3 ZONA C2Dt	109
5.4 ZONA Gtb	110
5.5 ZONA C3	111
6. EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA CONFORMANCE EN LOS PATRONES SELECCIONADOS	113
6.1 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CONFORMANCE	113
6.1.1 Identificación del problema.	113
6.1.2 Selección del gel.	113
6.1.3 Dimensionamiento del tratamiento.	113
6.1.4 Pruebas de botella.	114
6.1.5 Velocidad de inyección.	114
6.1.6 Retomando la producción de los pozos.	114
6.2 CASOS IMPLEMENTADOS EN COLOMBIA.	115
6.2.1 Campo Guando.	115
6.2.2 Campo Casabe.	116
6.2.3 Campo Cira Infantas.	117
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	118
7.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	119
7.1.1 Escenario Actual.	119
7.1.2 Escenario Propuesto.	119
7.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	119
7.2.1 Escenario Actual	119
7.2.2 Escenario Propuesto.	120
7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	120
7.3.1 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).	120
7.3.2 Flujo de Caja.	121
7.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	125
8. CONCLUSIONES	126
9. RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	128
ANEXOS	131

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Arenas productoras del área operativa Cira Este.	37
Tabla 2. Patrón A	68
Tabla 3. Patrón B	68
Tabla 4. Patrón C	69
Tabla 5. Patrón D	69
Tabla 6. Patrón E.	69
Tabla 7. Patrón F.	70
Tabla 8. Patrón G.	70
Tabla 9. Patrón H.	70
Tabla 10. Patrón I.	71
Tabla 11. Patrón J.	71
Tabla 12. Patrón K	71
Tabla 13. Patrón L.	72
Tabla 14. Patrón M.	72
Tabla 15. Patrón N.	72
Tabla 16. Patrón O.	73
Tabla 17. Patrón P.	73
Tabla 18. Resumen proceso de trazadores, área Cira Sur	83
Tabla 19. Trazadores empleados en el área Cira Sur.	83
Tabla 20. Resultados obtenidos con radio de investigación de 200 m.	97
Tabla 21. Resultados obtenidos con radio de investigación de 300 m.	99
Tabla 22. Resultados obtenidos con radio de investigación de 400 m.	101
Tabla 23. Tabla de promedio de contactabilidad.	103
Tabla 24. Clasificación de patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad.	106
Tabla 25. Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona C1.	107
Tabla 26. Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona C2.	108
Tabla 27. Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona C2Dt.	109
Tabla 28. Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona Gtb.	110
Tabla 29. Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona C3.	111
Tabla 30. Zonas candidatas a conformance para cada pozo inyector.	112
Tabla 31. Clasificación de los problemas de producción de agua con su respectivo tratamiento.	115
Tabla 32. Costos operacionales, escenario actual.	120
Tabla 33. Costos operacionales, escenario propuesto.	120

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo.	28
Figura 2. Columna Estratigráfica.	30
Figura 3. Mapa estructural al tope de la zona C, junto con las áreas operativas.	36
Figura 4. Mojabilidad en sistemas roca-fluido.	44
Figura 5. Principales arreglos de inyección.	48
Figura 6. Inyección de agua externa o periférica	49
Figura 7. Patrones de inyección del Campo La Cira Infantas.	50
Figura 8. Representación Modelo Tanque.	52
Figura 9. Estimación de CRM, caso hipotético inyector-productor.	54
Figura 10. Representación Modelo basado en productor.	55
Figura 11. Representación modelo basado en par de inyector-productor.	56
Figura 12. Prueba de un solo pozo.	57
Figura 13. Prueba entre pozos.	58
Figura 14. Tratamiento Conformance.	60
Figura 15. Pobre eficiencia de barrido.	62
Figura 16. Casos de producción excesiva de agua.	63
Figura 17. Conificación en pozos productores.	63
Figura 18. Arreglos de inyección área Cira Este.	67
Figura 19. CRM Generator	75
Figura 20. Modelo Generado	76
Figura 21. Ingreso Data de producción total	76
Figura 22. Ingreso Data de inyección.	77
Figura 23. Ingreso Coordenadas de los pozos.	77
Figura 24. Especificación History Match.	78
Figura 25. Reducción de parámetros.	78
Figura 26. Variación Radio de Investigación.	79
Figura 27. Initial Guess.	79
Figura 28. Solve Inline	80
Figura 29. Graph Results	81
Figura 30. Mapa de resultados.	82
Figura 31. Avances del trazador para el patrón uno y patrón dos.	84
Figura 32. Primer periodo de estudio (26-febrero-2012 / 19-marzo-2013)	85
Figura 33. Segundo periodo de estudio (12-julio-2013 / 10-febrero-2015)	87
Figura 34. Tercer periodo de estudio (10-julio-2015 / 8-marzo-2016)	89
Figura 35. Cuarto periodo de estudio (26-octubre-2016 / 29-marzo-2017)	91

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Comportamiento Histórico del Campo La Cira Infantas.	41
Gráfica 2. Curvas de permeabilidad relativa Agua-Petroleó	44
Gráfica 3. Curva de presión capilar para una roca mojada por agua.	45
Gráfica 4. Factor de recobro secundario vs agua acumulada adimensional.	65
Gráfica 5. Conectividades observadas en el área operativa Cira Sur.	90
Gráfica 6. Comparación del comportamiento del área cira este, para un radio de 200 m.	93
Gráfica 7. Comparación del comportamiento del área cira este, para un radio de 300 m.	94
Gráfica 8. Comparación del comportamiento del área cira este, para un radio de 400 m.	95
Gráfica 9. Mapa conectividades 2005-2017, Radio 200 m.	96
Gráfica 10. Promedio de contactabilidad de cada patrón de inyección.	104
Gráfica 11. Ajuste del modelo, con respecto al comportamiento real.	105
Gráfica 12. Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona C1.	107
Gráfica 13. Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona C2.	108
Gráfica 14. Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona C2Dt	109
Gráfica 15. Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona Gtb.	110
Gráfica 16. Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona C3.	111
Gráfica 17. Flujo de caja Escenario Actual.	121
Gráfica 18. CAUE Escenario Actual	123
Gráfica 19. Flujo de caja Escenario Propuesto.	123
Gráfica 20. CAUE Escenario Propuesto	124

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
Ecuación 1. Número Capilar.	45
Ecuación 2. Movilidad	46
Ecuación 3. Relación de Movilidad	46
Ecuación 4. Ecuación Modelo de Capacidad Resistiva CRM.	51
Ecuación 5. Ecuación Modelo de Capacidad Resistiva CRMP.	53
Ecuación 6. Ecuación Integrada Modelo de Capacidad Resistiva CRMP.	53
Ecuación 7. Agua inyectada acumulada (DWI).	66
Ecuación 8. Relación de conectividades entre pozo inyector-productor y pozos productores asociados.	103
Ecuación 9. Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).	121
Ecuación 10. Valor presente egresos, escenario actual	122

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Lenguaje de programación para el modelo CRMP	132
Anexo B. Mapas de conectividades a 200 metros para cada periodo de evaluación	146
Anexo C. Mapas de conectividades a 300 metros para cada periodo de evaluación.	159
Anexo D. Mapas de conectividades a 400 metros para cada periodo de evaluación.	172

## GLOSARIO

**ACUÍFERO:** cuerpo de roca cuya saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad permiten la producción de agua subterránea.<sup>1</sup>

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** área de la superficie terrestre donde se depositan los sedimentos. Se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales.<sup>2</sup>

**ANDESITA:** roca ígnea cuya composición mineral comprende minerales ferromagnéticos y vidrio.<sup>3</sup>

**ANTICLINAL:** pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas están situadas en el interior de la curvatura.<sup>4</sup>

**ARENISCAS:** roca sedimentaria clástica, caracterizada por sus granos bien redondeados que le permiten un alto grado de porosidad y permeabilidad.<sup>5</sup>

**ARREGLOS INVERTIDOS:** patrones de inyección que incluyen solamente un pozo de inyección y los demás pozos asociados al patrón son pozos productores.

**ARREGLOS NORMALES:** patrones de inyección que incluyen solamente un pozo productor y los demás pozos asociados al patrón son pozos inyectoros.

**BLOQUE COLGANTE:** es el bloque que descansa por encima de un plano de falla inclinado.<sup>6</sup>

**BLOQUE YACENTE:** es el bloque que yace por debajo de un plano de falla inclinado.<sup>7</sup>

---

<sup>1</sup> SHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/aquifer.aspx>>

<sup>2</sup> GEOLOGÍA VENEZOLANA [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <<http://geologiavenezolana.blogspot.com.co/2010/11/ambientes-sedimentarios.html>>

<sup>3</sup> Departamento de petrología y geoquímica Madrid [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <<http://geologiavenezolana.blogspot.com.co/2010/11/ambientes-sedimentarios.html>>

<sup>4</sup> SHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/anticlinal.aspx>>

<sup>5</sup> UNIVERSIDAD DE MÁLAGA [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <<http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imágenes/Ciencia/Rocas-Sedimentaria-Arenitas.-Arenisca>>

<sup>6</sup> DÍAZ, Miguel. Fallas geológicas [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <[https://prezi.com/afy-sdgjzo\\_w/fallas-geologicas/](https://prezi.com/afy-sdgjzo_w/fallas-geologicas/)>p. 3

<sup>7</sup> Ibid. p. 3

**BUZAMIENTO:** ángulo de inclinación de cualquier estructura geológica, que se genera entre el plano geológico respecto a un plano horizontal.<sup>8</sup>

**CABALGAMIENTO:** conjunto de capas rocosas de edad más antigua que se superponen sobre otras de edad más moderna por efecto de presiones laterales.<sup>9</sup>

**CALIZAS:** constituyen el grupo más importante de las rocas sedimentarias clásticas, se caracterizan por poseer grandes cantidades de carbonato de calcio en su composición.<sup>10</sup>

**CANAL PREFERENCIAL:** zona por donde se dirige el agua inyectada.

**CARBÓN ORGÁNICO TOTAL:** es la medida de carbono presente en una roca, tanto en forma de kerógeno como de bitumen. Los valores de TOC de las rocas madres, suelen ser muy bajos (<2%).<sup>11</sup>

**CONCORDANTE:** estratos paralelos que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción.<sup>12</sup>

**CONCRECIÓN:** acumulación de sustancias transportadas por el agua que se precipitan sobre el núcleo de una roca porosa, normalmente de forma redondeada<sup>13</sup>

**CONGLOMERADO:** material constituido por fragmentos cuya forma son redondeados, por lo general los fragmentos suelen ser gravas y guijarros.<sup>14</sup>

**CONTACTABILIDAD:** término usado por Occidental de Colombia para referirse a la cantidad de conexiones efectivas entre un pozo inyector y sus pozos productores asociados.

**CORRIDA:** procedimiento que realiza el modelo CRM después de haber ingresado todos los datos necesarios con el objetivo de calcular las conectividades entre pozos inyectores-productores.

---

<sup>8</sup> Ibid. p. 3

<sup>9</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO. Geología Básica del Petróleo. 2008 p. 53

<sup>10</sup> Ibid. p.59

<sup>11</sup> PINTOS, Oscar. Geología del petróleo. [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <<https://es.scribd.com/doc/13047600/Geologia-Del-Petroleo>> p. 11

<sup>12</sup> SHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/conformable.aspx>>

<sup>13</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO, Op. cit. p. 47

<sup>14</sup> Ibid., p. 56

**CUARZO:** constituye un mineral detrítico que se encuentra presente en las rocas sedimentarias, se caracteriza por su forma redondeada, dureza, transparencia.<sup>15</sup>

**CUENCA SEDIMENTARIA:** lugar en el que se produce la acumulación de los sedimentos, formada por estratos dispuestos uno sobre otro, según los mecanismos de deformación y del tipo de sedimento se pueden formar diferentes trampas petrolíferas, o contribuir a la generación de hidrocarburos.<sup>16</sup>

**DACITA:** roca ígnea con alto contenido de hierro, compuesta principalmente por cuarzo.<sup>17</sup>

**DISCORDANCIA:** superficie geológica que separa las rocas más antiguas de las rocas más modernas, esta superficie puede ser el resultado de una discontinuidad en la depositación de los sedimentos en combinación con un proceso de erosión o de deformación.<sup>18</sup>

**DOLOMITA:** es uno de los minerales más comunes de las rocas sedimentarias, que suele entremezclarse con la calcita, su dureza es de 3.5.<sup>19</sup>

**FALLA:** fractura en el terreno a lo largo de la cual hubo movimiento de uno de los lados respecto del otro. Se generan por esfuerzos tectónicos actuantes en la corteza.<sup>20</sup>

**FALLA DE CABALGAMIENTO:** falla inversa cuyo plano de falla presenta bajo ángulo de buzamiento.<sup>21</sup>

**FALLA INVERSA:** falla en el cual el bloque colgante ha ascendido con relación al bloque yacente.<sup>22</sup>

**FALLA NORMAL:** falla en el cual el bloque colgante ha descendido con relación al bloque yacente.<sup>23</sup>

---

<sup>15</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO, Op. cit., p. 32

<sup>16</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Venezuela. 1998, p.22

<sup>17</sup> DEPARTAMENTO DE PETROLOGÍA Y GEOQUÍMICA MADRID, Op. cit. p. 4

<sup>18</sup> SHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/u/unconformity.aspx>>

<sup>19</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO, Op. cit., p. 46

<sup>20</sup> DÍAZ, Op. cit p. 4

<sup>21</sup> Ibid. p. 4

<sup>22</sup> Ibid. p. 4

<sup>23</sup> Ibid. p. 4

**FORMACIÓN:** unidad básica litoestratigráfica, es definida como un conjunto de estratos, los cuales pueden ser caracterizados por propiedades litológicas comunes que la diferencias de las formaciones adyacentes.<sup>24</sup>

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por el instituto estadounidense del petróleo (API), para medir la densidad relativa de los diversos líquidos del petróleo y esta expresado en grados.<sup>25</sup>

**GRUPO:** unidad litoestratigráfica de rango mayor que comprende dos, o más, formaciones adyacentes.<sup>26</sup>

**GUIJOS DE CHERT:** fragmento de roca sedimentaria pulidos y transportados por medios naturales, son ricos en sílice y hierro.<sup>27</sup>

**INFRAYACE:** hace referencia a la ubicación de una formación que esta inmediatamente por debajo a otra unidad geológica de referencia.

**KERÓGENO:** es la parte de materia orgánica en la roca, que se degrada, existen diferentes tipos de kerógeno que se caracterizan por una diferente concentración de los cinco elementos primarios (C, H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>; N y S) y cada cual presenta un potencial diferente de generación de petróleo.<sup>28</sup>

**LIMOLITA:** roca sedimentaria que refleja una transición de las areniscas a las arcillas, presentan una abundante matriz arcillosa, el color más frecuente es el grisáceo y se distingue por su estratificación laminar.<sup>29</sup>

**LIMONITA:** mineral de color rojizo o amarillento, producto de la meteorización que se acumulan en las rocas sedimentarias, evidenciando condiciones ambientales oxidantes.<sup>30</sup>

**LODOLITAS:** roca sedimentaria de origen detrítico, compuesta principalmente por minerales de arcilla.<sup>31</sup>

---

<sup>24</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO, Op. cit., p. 81

<sup>25</sup> SHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/degree\\_api.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/degree_api.aspx)>

<sup>26</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO, Op. cit., p. 81

<sup>27</sup> PINTOS, Op. cit., p. 8

<sup>28</sup> Ibid., p. 10

<sup>29</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO, Op. cit., p. 58

<sup>30</sup> Ibid., p. 47

<sup>31</sup> Ibid., p. 50

**LUTITAS:** rocas resultantes de la consolidación de las partículas arcillosas se caracterizan por presentar estratificación laminar y porque sus componentes son menores de 0.004 milímetros.<sup>32</sup>

**MICÁCEA:** roca sedimentaria detrítica, cuyas partículas son mayores a 50 micrómetros, dureza de 2.5, notable exfoliación que permite separarla en láminas.<sup>33</sup>

**MIEMBRO:** unidad litoestratigráfica dentro de una formación, compuesto por una o varias capas.<sup>34</sup>

**MIGRACIÓN:** es el desplazamiento de los hidrocarburos desde la roca madre hasta los niveles de rocas porosas y permeables que lo transportan hasta que los hidrocarburos queden entrampados.<sup>35</sup>

**PERMEABILIDAD:** es la capacidad de las rocas para permitir el paso de los fluidos a través de ellas.<sup>36</sup>

**PIRITA:** mineral constituido por sulfuro de hierro, fácilmente reconocible por su lustre metálico y color amarillo, su dureza es de 6.<sup>37</sup>

**PLIEGUE:** deformación resultante de esfuerzos compresivos que generan un acortamiento en los estratos.<sup>38</sup>

**POROSIDAD:** relación del volumen de poros interconectados no ocupados por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos.<sup>39</sup>

**POZOS DE SEGUNDA LÍNEA:** pozos productores que se encuentran fuera de determinado arreglo de inyección, pero que tienen conexión con el pozo inyector de dicho arreglo.

**REFLECTANCIA DE LA VITRINITA:** medición de la madurez orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.<sup>40</sup>

---

<sup>32</sup> Ibid., p. 58

<sup>33</sup> Ibid., p. 33

<sup>34</sup> Ibid., p. 81

<sup>35</sup> PARIS DE FERRER, Op. Cit., p.25

<sup>36</sup> Ibid., p. 241

<sup>37</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO, Op. cit., p. 47

<sup>38</sup> Ibid., p.15

<sup>39</sup> PARIS DE FERRER, Op. cit., p. 221

<sup>40</sup> SHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [en línea] (Consultado el 12 de mayo de 2018). Disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/vitrinite\\_reflectance.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/vitrinite_reflectance.aspx)>

**ROCA GENERADORA:** materia orgánica con alto contenido de bacterias sedimentadas simultáneamente con partículas de roca, especialmente lutitas que bajo la acción de altas presiones y temperaturas se descomponen formando hidrocarburos.<sup>41</sup>

**ROCA RESERVORIO:** roca con excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que los hidrocarburos fluyan libremente a través de ella luego de que estos migraran de la roca generadora. Dicha roca se encuentra rodeada por una roca sello que evita que se continúen desplazando los hidrocarburos.<sup>42</sup>

**ROCA SELLO:** roca impermeable que evita que el petróleo continúe desplazándose, generalmente son lutitas o anomalías estructurales o estratigráficas como fallas.<sup>43</sup>

**SATURACIÓN:** es la fracción de volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes en la roca.<sup>44</sup>

**SEDIMENTOS:** granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes para conformar las rocas sedimentarias posteriormente.<sup>45</sup>

**SUPRAYACE:** hace referencia a la ubicación de una formación que esta inmediatamente por encima a otra unidad geológica de referencia.

**TRAMPA ESTRATIGRÁFICA:** es un obstáculo en el subsuelo que impide la migración del petróleo a la superficie y origina, por tanto, acumulaciones locales de petróleo. Las trampas estratigráficas se caracterizan inherente a la morfología sedimentaria original; están producidas por cambio de facies o relacionadas con discordancias.<sup>46</sup>

**UNIDAD ESTRATIGRÁFICA:** conjunto de estratos, compuesto de cierto tipo de litología o combinación de las mismas con características litológicas importantes en común.<sup>47</sup>

---

<sup>41</sup> PARIS DE FERRER, Op. cit. p.24

<sup>42</sup> Ibid., p.26

<sup>43</sup> Ibid., p.26

<sup>44</sup> Ibid., p. 237

<sup>45</sup> PINTOS, Op. cit., p. 13

<sup>46</sup> PARIS DE FERRER, Op. cit., p. 26

<sup>47</sup> CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO, Op. cit., p. 47

## ABREVIATURAS

<b>ANH</b>	Agencia nacional de hidrocarburos
<b>API</b>	American petroleum institute
<b>BFP</b>	Barriles de fluido producidos
<b>BFPD</b>	Barriles de fluido por día
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BWI</b>	Barriles de agua inyectados
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día
<b>CAUE</b>	Costo anual uniforme equivalente
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono
<b>CRM</b>	Modelo de capacidad resistiva
<b>CRMIP</b>	Modelo de capacidad resistiva basado en inyector - Productor
<b>CRMP</b>	Modelo de capacidad resistiva basado en productor
<b>CRMT</b>	Modelo de capacidad resistiva basado en Tanque
<b>DWI</b>	Agua inyectada acumulada.
<b>FBA</b>	Ácido fluorobenzoico
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Ácido sulfhídrico
<b>Km</b>	Kilómetros
<b>m</b>	Metros
<b>M</b>	Movilidad
<b>mD</b>	MiliDarcies
<b>Mbbls</b>	Miles de barriles
<b>OOIP</b>	Petróleo original en sitio
<b>pH</b>	Potencial de hidrógeno
<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>ppt</b>	Partes por trillon
<b>Ro</b>	Reflectancia a la vitrinita
<b>SPE</b>	Society of petroleum engineers
<b>TOC</b>	Carbono Orgánico Total
<b>USD</b>	Dólar estadounidense

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE APLICABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA “CONFORMANCE” PARA 16 PATRONES CANDIDATOS, MEDIANTE EL MODELO DE CAPACIDAD RESISTIVA (CRM) EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

### DESCRIPCIÓN

La empresa Occidental de Colombia, requiere investigar acerca del flujo del agua inyectada y su efecto sobre el desplazamiento de petróleo en el área operativa Cira Este del Campo La Cira Infantas, caracterizado por ser un campo cuya geología posee bastantes anomalías y heterogeneidades. La implementación de trazadores químicos en el área operativa Cira Sur sirvieron para determinar el comportamiento del flujo del fluido inyectado en este complejo sistema geológico, sin embargo, el uso de los trazadores químicos resulta altamente costoso y ha generado que la empresa, busque otras alternativas que le permitan identificar los canales preferenciales por los cuales se dirige el agua inyectada.

Una de las alternativas implementadas fue el uso del modelo de capacidad resistiva (CRM), el cual se calibro para reproducir las conectividades observadas con el uso de los trazadores químicos en el área operativa Cira Sur. Al observar que el modelo CRM fue capaz de reproducir lo que se hizo en esta área del campo, la empresa Occidental de Colombia ha identificado la viabilidad de masificar dicha tecnología en otras áreas operativas del campo como lo es Cira Este.

Con el desarrollo del presente trabajo de grado se pretende validar si la implementación del modelo CRM, basado en el comportamiento histórico de inyección y producción de los últimos 13 años en el área Cira Este logra reproducir las interacciones entre pozo productor-inyector, de esta manera el uso de trazadores químicos se disminuiría considerablemente y se procedería a usar el modelo CRM en otras áreas del campo. Con la implementación de dicho modelo también se pretende identificar los patrones de inyección cuyas conectividades sean más críticas, de tal manera que se consideren candidatos a la implementación de la tecnología Conformance que permitirá un bloqueo en los canales preferenciales, generando un mejor proceso de barrido el cual producirá un aumento en el factor de recobro.

### PALABRAS CLAVE

- Inyección Agua.
- Modelo de Capacidad Resistiva.
- Campo Cira Infantas.
- Cuenca Valle Medio Magdalena.
- Conformance

## INTRODUCCIÓN

A pesar de la buena producción de petróleo, obtenida por medio de la inyección de agua por patrones, en el área operativa Cira Este del Campo La Cira Infantas, la empresa encargada de hacer un nuevo plan de desarrollo del campo, Occidental de Colombia, ha identificado por medio del uso de trazadores químicos, algunos canales potenciales por los cuales se dirige el agua inyectada, generando interacciones preferenciales hacia ciertos pozos productores en los patrones de inyección, ocasionando la existencia de patrones con baja eficiencia areal y en consecuencia un factor de recobro menor al esperado por parte de la empresa operadora del campo.

A partir de la información recolectada en un piloto de inyección de trazadores químicos, que se llevó a cabo en el área Cira Sur del campo, se logró que el Modelo de Capacidad Resistiva CRM fuera capaz de reproducir lo que se realizó en dicha área operativa. Por medio del desarrollo del presente trabajo de grado se busca que el modelo CRM sea una herramienta que permita identificar los canales preferenciales por los cuales se dirige el agua inyectada en el área Cira Este, sin la necesidad del uso de los trazadores químicos para validar dichas conectividades ya que no es rentable económicamente implementar este procedimiento en toda el área operativa.

Partiendo de los resultados obtenidos del modelo CRM, para el área operativa Cira Este, y su posterior análisis se logrará determinar los patrones de inyección cuyas conectividades sean críticas, los cuales serán candidatos a la implementación de la técnica Conformance que generaran un control de la inyección de agua por medio del taponamiento de las zonas preferenciales y de esta manera obtener una mejor eficiencia areal y volumétrica que se traduce finalmente en un aumento en el factor de recobro.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico-financieramente la aplicabilidad de la tecnología “Conformance” para 16 patrones candidatos, mediante el modelo de capacidad resistiva (CRM) en el Campo La Cira Infantas.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Explicar el proceso de inyección de agua realizado en el Campo.
3. Describir los 16 patrones de inyección de agua que presenten menor eficiencia areal y bajo factor de recobro.
4. Realizar la simulación de la inyección de agua de los patrones previamente definidos mediante el modelo de capacidad resistiva (CRM).
5. Seleccionar los patrones que presenten menor número de conectividades entre pozo inyector-productor de acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación.
6. Evaluar la aplicabilidad de la tecnología “Conformance” en los patrones seleccionados.
7. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación del Modelo de Capacidad Resistiva mediante la metodología de costo anual uniforme equivalente (CAUE).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se presenta una descripción de las generalidades y geología del campo objeto de estudio, en cuanto a: historia, ubicación geográfica, marco geológico, e historial de producción.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo La Cira Infantas fue descubierto en diciembre de 1.917 por la Tropical Oil Company luego de haber perforado dos pozos exploratorios Infantas-1 e Infantas-2; resultando este último como productor y cuya producción inicio en 1.918. De esta manera es considerado como el campo más maduro de Colombia. Posteriormente en 1.920 la compañía firmó la concesión de mares con el gobierno colombiano lo que le permitió continuar con la explotación del campo logrando una producción de 65.000 BOPD en 1.939. Pese a esto en 1.951 el gobierno colombiano revirtió la concesión y el campo pasó a ser operado por la empresa colombiana de petróleos Ecopetrol S.A.

Con el objetivo de lograr el máximo aprovechamiento de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo, Ecopetrol implementó diversos sistemas de levantamiento y mecanismos de recuperación como lo fueron la inyección de gas, e inyección de agua, la cual se mantiene vigente. En el 2.003, el campo producía solo 5.000 BOPD, la producción más baja de su historia, razón por la cual en septiembre del año 2.005 Ecopetrol firma un contrato de asociación con la empresa Occidental de Colombia, con el objetivo de participar en un nuevo plan de desarrollo del campo.

En la actualidad este contrato entre ambas compañías se mantiene vigente, siendo Occidental de Colombia la empresa encargada de la implementación de nuevas tecnologías, que permitan el máximo recuperamiento de hidrocarburos del campo.<sup>48</sup>

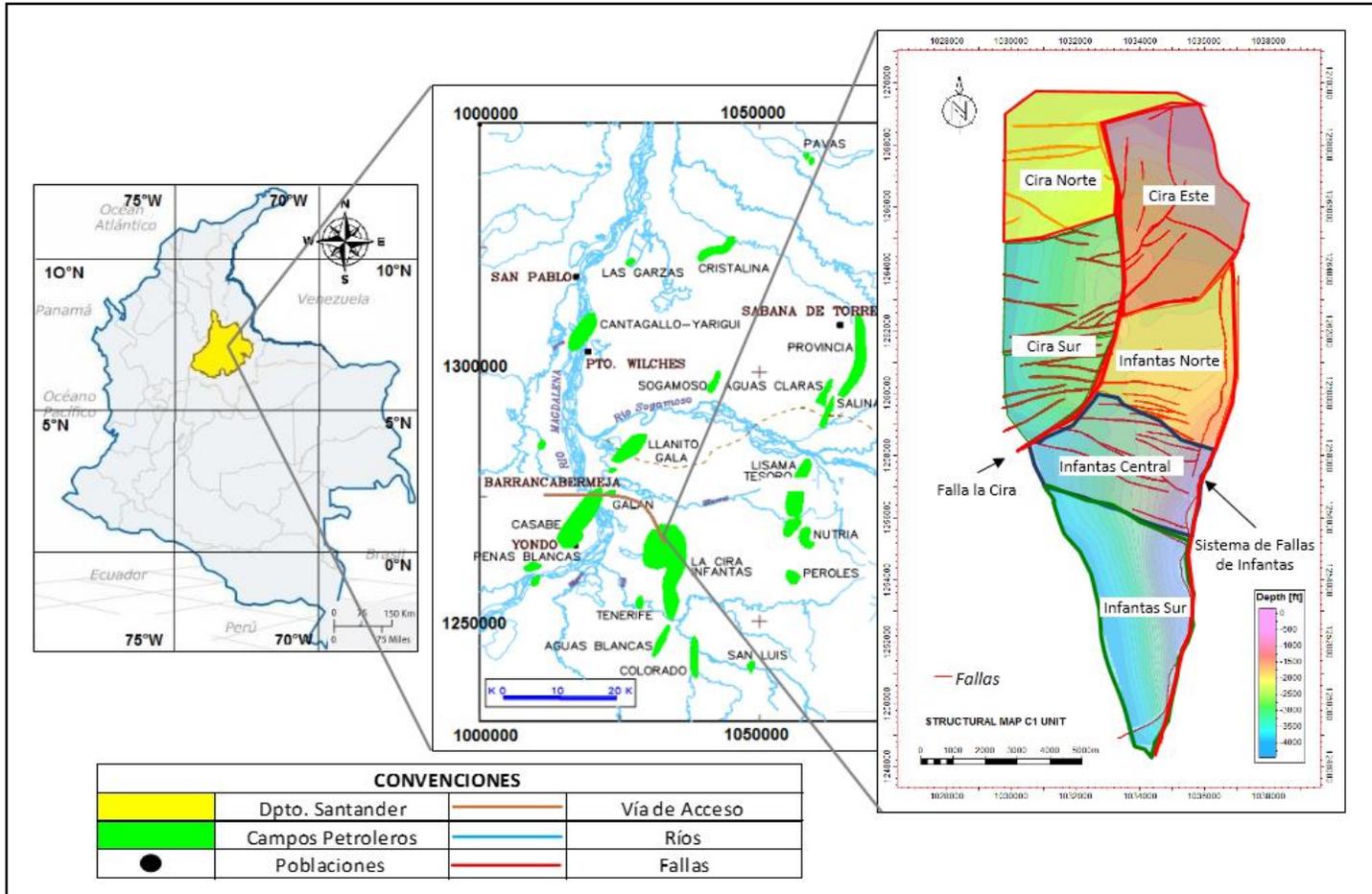
### 1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo La Cira Infantas, se ubica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al Este del Rio Magdalena y al Sur del Rio Sogamoso, en el corregimiento El Centro, abarcando un área aproximada de 160 Km<sup>2</sup>, a una distancia aproximada de 22 Km al Sureste del municipio de Barrancabermeja en Santander y a 250 Km al Noroccidente de la ciudad de Bogotá. (Ver **Figura 1**)

---

<sup>48</sup> PRIETO, Maria, *et al.* Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. En: Society of Petroleum Engineers. Mayo-junio, 2009, SPE 120794, p.1-9.

**Figura 1.** Localización del Campo.



**Fuente:** ECOPETROL. (2007, 2 octubre). Proyecto Cira Infantas [Ilustración]. Consultado el 4 febrero, 2018, de < <https://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/ciraInfantas.pdf> > modificado por los autores.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO

En esta sección se presenta una breve descripción de las unidades que conforman la columna estratigráfica, la geología estructural y geología del petróleo, relacionadas al Campo La Cira Infantas.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** La Cuenca del Valle Medio del Magdalena, está ligada a eventos geológicos regionales que dieron paso a la formación de la misma, a estos se asocian la generación y acumulación de sedimentos, que posteriormente dieron origen a unidades litológicas en diferentes ambientes de depositación. La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Figura 2. Columna Estratigráfica.

Periodo	Unidades Estratigráficas	Campos Productores	Litología	Elementos Esenciales			Procesos, Generación, Migración	
				Reservorio	R. Madre	R. Sello	T / Fm	Acumulación
0	Mesa Fm.							
NEÓGENO	Real Gp.						Inversión Final - Cabalgamiento / Desgarre	Generación Principal / Pulso de Migración para Fm. La Luna
	La Cira Shale	Palagua-Velásquez						
PALEÓGENO	Colorado Fm.	Casabe - Galán La Cira - Infantas Casabe - Tesoro		Principal			Inversión Inicial de Estructura - Comienzo Cabalgamiento Crecimiento Constante de Estructuras	Primer Pulso de Migración para Fm. La Luna Bolsa Local en el margen Este de la Cuenca
	Mugrosa Fm.			Principal				
	Esmeraldas Fm.	La Cira - Infantas Lisama Opón - Provincia Cantagallo - Yariguí		Principal				
	La Paz Fm.	Cristalina - Bonanza		Principal				
	Lisama Fm.	Provincia - Payoa		Reservorio y Sello (Secundario)				
	Umir Fm.				Secundario			
CRETÁCEO	La Luna Fm.			Prim. - Sec.	Principal		Inversión - Bloque Fallamiento	Generación / Comienzo Migración Fm. Tablazo Sector Central de la Cuenca
	Simiti Fm.				Principal			
	Tablazo Fm.			Secundario	Principal			
	Paja Fm.							
	Rosablanca Fm.			Secundario	Principal			
	Los Santos Fm.							
	JURÁSICO	Girón Gp.						

Conglomerados

Arenas

Shales

Caliza

Fuente: BARRERO, Darío, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Bogotá. 2007, p. 79; modificado por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación, se hace una breve descripción de base a tope de las unidades estratigráficas que componen la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y que a su vez fueron atravesadas por los pozos del Campo La Cira Infantas.

**1.3.2.1 Grupo Girón.** Según Julivert<sup>49</sup>, el Grupo Girón tiene edad pre-cretácica comprendido entre el Pérmico y Jurásico; constituido por areniscas arcillosas rojas, con manchas blancas y verdes, junto con lutitas pardo-moradas y calizas rojas. Su espesor varía desde los 2.500 m hasta los 3.500 m en cercanías al Río Lebrija. Su ambiente de depositación fue continental fluvial. Se encuentra apoyado discordantemente sobre el basamento ígneo-metamórfico que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Tambor que la suprayace.

**1.3.2.2 Formación Los Santos-Tambor.** Según Morales<sup>50</sup>, esta formación tiene edad Cretácica entre el Hauteriviano hasta el Valanginiano. Compuesto por lutitas, conglomerados y areniscas rojizas y blancas en la parte superior con intercalaciones de caliza. El espesor es de 200 m en el borde oeste de la mesa de los santos y de 120 m en el borde este. Estos sedimentos fueron depositados en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltaicas e intramareales. Se encuentra apoyado discordantemente sobre el Grupo Girón que la infrayace y la suprayace de forma concordante las calizas de la Formación Rosablanca.

**1.3.2.3 Formación Rosablanca.** Según Morales<sup>51</sup>, la formación tiene una edad Cretácica entre el Hauteriviano hasta el Barremiano. Su estratigrafía está compuesta en la parte inferior por calizas y dolomitas grises con intercalaciones de lutitas calcáreas que disminuyen en la parte superior donde adicionalmente las calizas y dolomitas toman coloraciones marrones. El espesor de esta formación es de 425 m. en el Río Sogamoso, pero es muy variable. La unidad fue depositada a partir de un mar somero con poca participación de aporte terrígeno. El contacto es concordante con los conglomerados de la Formación Los Santos-Tambor que la infrayace y la suprayace de forma concordante la Formación Paja.

**1.3.2.4 Formación Paja.** Según Morales<sup>52</sup>, la edad de esta formación es Cretácica entre el Barremiano – Aptiano. Está constituida por lutitas fosilíferas de coloraciones grises a azules, con intercalaciones de areniscas y calizas de color gris. Se estima que su espesor es de 625 m, aunque este disminuye hasta los 125 m en el norte de la cuenca. Su depósito tuvo lugar en un ambiente de mar abierto

---

<sup>49</sup> JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. Vol. v. Paris, 1968 p. 255- 264

<sup>50</sup> MORALES, L. G. et al. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Citado por JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. Vol. v. Paris, 1968 p. 448-450

<sup>51</sup> MORALES, L. G. et al. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Citado por SARMIENTO, Gustavo; PUENTES, Javier y SIERRA, Camilo. Evolución Geológica y Estratigrafía del sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Geología Norandina, 2015 p.63-64

<sup>52</sup> Ibid, p.65.

con influencia restringida de material terrígeno. La infrayace concordantemente la Formación Rosablanca y la suprayace la Formación Tablazo concordantemente.

**1.3.2.5 Formación Tablazo.** Según Morales<sup>53</sup>, se estima que la edad de la formación está entre el Aptiano superior y el Albiano inferior. Compuesta por un conjunto de capas de calizas fosilíferas masivas de color café con presencia abundante de pirita, conformando un espesor de 150 m. El ambiente de depositación fue de tipo transicional. La infrayace concordantemente la Formación Paja y la suprayace la Formación Simití concordantemente.

**1.3.2.6 Formación Simití.** Según Morales<sup>54</sup>, la edad de la formación es cretácica, específicamente del Albiano. Consiste de un conjunto de lutitas carbonosas, grises a negros, laminados y blandos, con concreciones comúnmente fosilíferas impregnadas de aceite que forman un espesor de 410 m. Su ambiente de depositación fue marino profundo. La infrayace concordantemente la Formación Tablazo y la suprayace concordantemente la Formación La Luna.

**1.3.2.7 Formación La Luna.** Según Rojas<sup>55</sup>, la formación se depositó durante el Turoniano inferior a Coniaciano. Considerada como la roca generadora más importante de la cuenca. Esta Formación se subdivide en tres miembros; el Miembro Salada de edad Turoniano Temprano, está compuesto por lutitas negras calcáreas intercaladas con caliza y abundantes concreciones. El segundo es el Miembro Pujamana de edad Turoniano Tardío compuesto por lutitas negras, masivas y compactas, rica en foraminíferos. El tercero es el Miembro Galembó de edad Coniaciano-Santoniano conformado por lutitas calcáreas con delgados niveles de calizas y cherts. Todos estos miembros generan un espesor variable entre 100 m y 120 m. su ambiente de depositación fue marino. La infrayace concordantemente la Formación Simití, su contacto con la suprayacente Formación Umir es discordante.

**1.3.2.8 Formación Umir.** Según Julivert<sup>56</sup>, la formación se depositó durante el Campaniano - Maestrichtiano. La parte inferior de la formación se compone de lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro a negro, con delgadas laminas carbonáceas y micáceas con concreciones ferruginosas e intercalaciones abundantes hacia el tope de areniscas, limonitas grises y mantos explotables de carbón. El espesor aproximado es de 1.000 m. Estos depósitos corresponden principalmente a ambientes marinos someros como áreas pantanosas y costas. La infrayace con ligera discordancia la Formación La Luna y concordantemente la suprayace la Formación Lisama.

---

<sup>53</sup> Ibid., p. 65

<sup>54</sup> Ibid., p 65-66

<sup>55</sup> ROJAS, César. Modelamiento geoestadístico del área Cira-Este del Campo La Cira; Bogotá, Colombia, 2011 p. 16

<sup>56</sup> JULIEVERT, Op. cit., p. 458-459

**1.3.2.9 Formación Lisama.** Según Morales<sup>57</sup>, los sedimentos se depositaron en el Paleoceno Tardío. Está compuesta por un conjunto de lodolitas de colores rojo, café y gris con intercalaciones de areniscas grises localmente estratificadas y de grano grueso hacia el tope e intervalos carbonosos poco desarrollados en comparación a los de la Formación Umir. El espesor es de 915 m. Su ambiente de depositación fue transicional asociado a sistemas costeros con canales mareales y áreas pantanosas. La infrayace concordantemente la Formación Umir y discordantemente está en contacto con la Formación La Paz que la suprayace.

**1.3.2.10 Formación La Paz.** Según Morales<sup>58</sup>, los sedimentos se depositaron durante el Eoceno Medio a Tardío. Constituido por capas gruesas de conglomerados y areniscas gruesas, sobre este segmento continúa un conjunto de areniscas de grano medio a fino y lodolitas grises. El espesor es variable llegando a 1.500 m.; la sucesión descrita corresponde a ambientes de alta energía asociados a abanicos aluviales y ríos. Su relación con la infrayacente Formación Lisama es marcada por una discordancia regional, por el contrario, se encuentra en contacto concordante con la Formación Esmeraldas que la suprayace.

**1.3.2.11 Formación Esmeraldas.** Según De Porta<sup>59</sup>, la formación se depositó durante el Eoceno Superior. Compuesto de areniscas y limolitas compactas dispuestas en láminas, micáceas, grises de grano fino y shales grises. El espesor es de 1.200 m. y disminuye en cercanías a la quebrada putana. El ambiente de depositación corresponde a sistemas fluviales de llanuras aluviales y ríos meándricos. Esta formación tiene contacto concordante con la infrayacente Formación La Paz y la suprayace discordantemente la Formación Mugrosa, sin embargo, en los numerosos pozos perforados del Campo La Cira Infantas no se ha observado esta discordancia.

**1.3.2.12 Formación Mugrosa.** Según De Porta<sup>60</sup>, la edad de la formación corresponde al Eoceno Superior - Oligoceno Inferior para la Zona C y Oligoceno medio para la Zona B. Esta formación se divide en dos zonas, que se encuentran separadas por intervalos de lodolitas y lutitas. La zona inferior o Zona C consta de areniscas de grano fino, que están intercaladas con lutitas de color azul a gris. Esta zona es considerada como el reservorio más importante del Campo objeto de estudio. En la zona superior o Zona B se encuentran areniscas de grano fino a veces con cantos que se intercalan con lutitas masivas moteadas, en la parte superior se sitúa el horizonte fosilífero del mismo nombre. El espesor de la formación es variable; pasando de 1.330 m a menos de 600 m al trazo de la Falla de Cimitarra. El ambiente de depositación corresponde a sistemas fluviales de llanuras aluviales y ríos meándricos. El contacto con la Formación Esmeraldas que

---

<sup>57</sup> MORALES, Op. cit., p 69-70

<sup>58</sup> Ibid., p.70-71

<sup>59</sup> DE PORTA, Jaime. Léxico Estratigráfico de Colombia. Paris, 1974.p. 202- 203

<sup>60</sup> Ibid., p. 377-378

la infrayace es discordante, aunque no se ha observado en los pozos perforados del Campo La Cira Infantas, en cuanto al contacto con la Formación Colorado que la suprayace este es concordante.

**1.3.2.13 Formación Colorado.** Según De Porta<sup>61</sup>, los sedimentos se depositaron durante el Oligoceno Superior – Mioceno. En el Campo La Cira esta Formación se ha dividido en varias zonas denominadas con las letras A y B. algunas de estas zonas presentan gran interés por ser productoras de petróleo. En la zona B, se encuentran arcillas de color gris claro, purpuras y moteadas de rojo, con intercalaciones de arenisca. En la zona A, se encuentran arcillas de color gris a negro, carbonaceas con areniscas de grano medio. Que son consideradas como rocas almacenadoras y productoras de aceite en el área. Al tope de esta zona se presenta un nivel fosilífero compuesto por moluscos conocido como el horizonte fosilífero la cira o “La Cira Shale”. La Formación tiene un espesor de 1200 m. pero aumenta hacia el Este donde puede alcanzar hasta 2500 m. al pie de la Cordillera Oriental. El ambiente de depositación fue continental fluvial. La infrayace concordantemente la Formación Mugrosa y la suprayace discordantemente el Grupo Real.

**1.3.2.14 Grupo Real.** Según De Porta<sup>62</sup>, la edad de esta unidad corresponde al Mioceno Tardío. Constituido por conglomerados de guijos de chert negro, cuarzo y areniscas con intercalaciones de lodolitas varicoloreadas. Conformando un espesor de 3.430 m.; el ambiente de depositación fue continental. El contacto es discordante con el Horizonte Fosilífero La Cira que lo infrayace, y la suprayace la Formación Mesa cuyo contacto es discordante. Sin embargo, este grupo no está presente en el área de influencia del Campo La Cira Infantas.

**1.3.2.15 Formación Mesa.** Según De Porta<sup>63</sup>, la formación se depositó durante el Plioceno – Pleistoceno. Son acumulaciones de material volcánico representado por andesita, dacita, piedra pómez, ceniza volcánica, cuarzo y rocas metamórficas. La parte superior presenta areniscas de grano grueso, conglomerados e intercalaciones de arcillas, de grano fino. El espesor es de 575 m. El ambiente de depositación corresponde a sistemas fluviales. Tiene contactos discordantes con el Grupo Real que lo infrayace y con el Grupo Honda que lo suprayace. Sin embargo, esta formación no está presente en el área de influencia del Campo La Cira Infantas.

**1.3.3 Geología Estructural.** La Cuenca del Valle Medio de la Magdalena, ubicada entre las cordilleras Oriental y Central, fue formada como resultado de varios eventos geológicos de carácter compresivo. Presenta hacia el oriente una serie de estructuras anticlinales afectadas por fallas de carácter inverso, mientras que

---

<sup>61</sup> Ibid., p. 146-148

<sup>62</sup> Ibid., p. 418-422

<sup>63</sup> Ibid., p. 360-366

hacia el occidente contra la Cordillera Central se presentan fallas normales que causaron el acuñaamiento y adelgazamiento de las distintas formaciones.

Para el Campo La Cira Infantas las estructuras más significativas son las siguientes<sup>64</sup>:

**1.3.3.1 La Cira.** Es un anticlinal en forma de domo con dirección Norte-Sur, localizado en la parte Noroccidental del campo, cuyas dimensiones son 5 km de longitud y 3 km de ancho. Esta estructura está cortada hacia el Este por una falla de dirección Norte-Sur de carácter inverso con buzamiento entre 70° y 80° hacia el Occidente, conocida como la Falla La Cira, que tiene carácter sellante. El bloque colgante (Área Cira Sur y Área Cira Norte) y el bloque yacente (Área Cira-Este) de esta estructura son áreas productoras de hidrocarburos. Existen un gran número de fallas transversales al eje de la estructura, las cuales son fallas normales con buzamiento entre 80° y 90° que actúan como fallas sellantes de las siguientes tres áreas operativas: Cira Norte, Cira Este, Cira Sur.

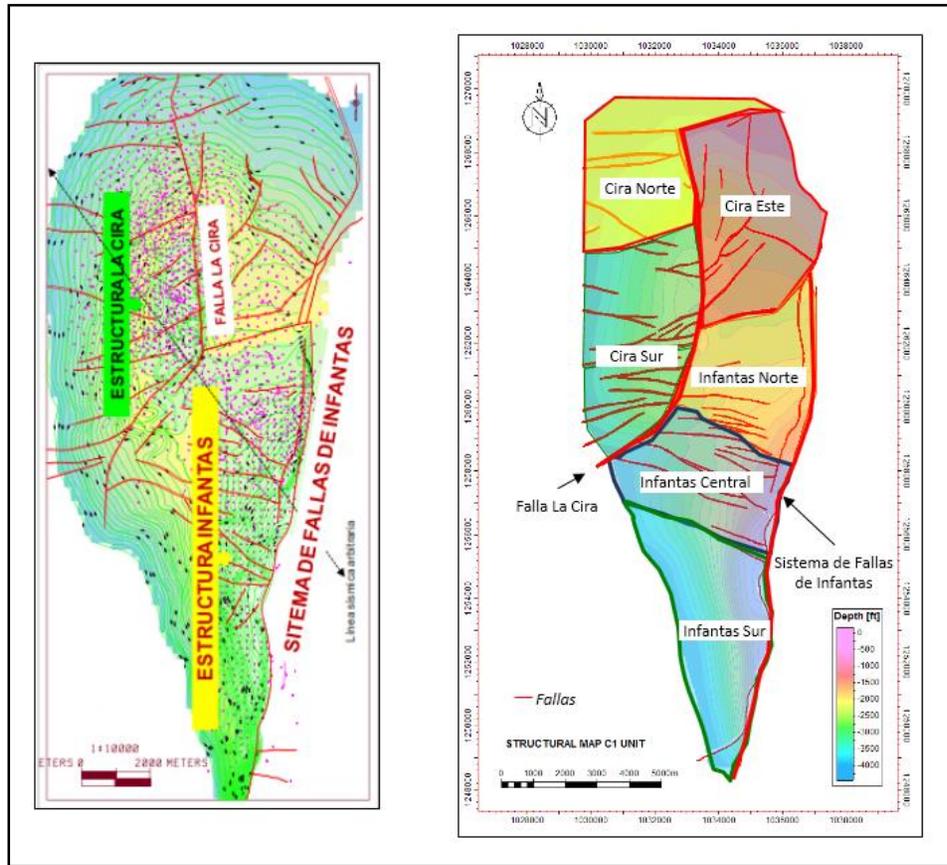
**1.3.3.2 Infantas.** Es un anticlinal asimétrico con dirección Norte-Sur, localizado al Sur del campo, cuyas dimensiones son de 12 km de longitud y 2 km de ancho. Este anticlinal está cortado a lo largo de su cresta por un sistema de fallas de cabalgamiento conocido como el Sistema de Fallas de Infantas, que buza hacia el Oriente con ángulos entre 40° y 70°. Adicionalmente está estructura se encuentra afectada por fallas normales en dirección perpendicular al sistema de fallas principales con buzamientos entre 80° y 90° que dividen el anticlinal en las siguientes tres áreas operativas: Infantas Norte, Infantas Central, Infantas Sur.

En la **Figura 3**, se puede apreciar el mapa estructural al tope de la zona C junto con la Falla “La Cira” como el “Sistema de Fallas de Infantas” que cortan las estructuras anteriormente mencionadas, que permitieron dividir el campo en las siguientes seis áreas operativas: Cira Norte, Cira Este, Cira Sur, Infantas Norte, Infantas Central, Infantas Sur.

---

<sup>64</sup> ROJAS, Op. Cit., p. 21

**Figura 3.** Mapa estructural al tope de la zona C, junto con las áreas operativas.



**Fuente:** ROJAS, César. Modelamiento geoestadístico del área Cira-Este del Campo La Cira; Bogotá, Colombia, 2011 p. 24 modificado por los autores.

**1.3.4 Geología del Petróleo.** En esta sección se describe el sistema petrolífero para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Según Barrero<sup>65</sup>, Corresponde a las calizas, shales y lutitas de las Formaciones Tablazo, Simití y La Luna donde alcanzaron la profundidad y presión de sobrecarga necesaria para la generación de aceite, los valores de carbono orgánico total (TOC) están entre 1%-6%, el tipo de materia orgánica presenta un kerógeno tipo II, que indica que es potencial generador de aceite, los valores de reflectancia de la vitrinita (%Ro) se encuentran entre 1.1%-1.2% que corresponden a ventana de aceite para la Formación La Luna, mientras que para la Formación Tablazo corresponden a generación de aceite y condensado.

<sup>65</sup> BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Bogotá. 2007, p. 80

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** El campo La Cira Infantas produce principalmente de las arenas A, B y C. las arenas A son parte de la Formación Colorado, mientras que las arenas B y C son parte de la Formación Mugrosa. Más del 90% de la producción y reservas estas asociadas a las arenas de la zona C, se estima que tienen un OOIP de 2.8 billones de barriles. Según Barrero<sup>66</sup>, Estas areniscas tienen una porosidad entre el 15% - 20%, valores de permeabilidad de 20 mD a 600 mD y una saturación inicial de petróleo de alrededor del 60%. En la parte norte de la cuenca, las rocas reservorio corresponden a las calizas fracturadas de las Formaciones La Lisama, Luna, Tablazo y Rosablanca los cuales no han sido estudiados en detalle.

Para el área Cira Este (objeto de estudio) la zona productora de hidrocarburos, corresponden a la zona C de la Formación Mugrosa, razón por la cual las sartas selectivas de inyección de agua están configuradas para inyectar por las siguientes arenas resaltadas (ver **Tabla 1**).

**Tabla 1.** Arenas productoras del área operativa Cira Este.

Época	Formación	Zona	Unidades Operacionales	Espesor	
Oligoceno	Formación Colorado	Zona A	58 Arenas	2000 ft	
			116 Arenas		
			157 Arenas		
		Zona B	244 Arenas		
			13 Arenas		
			13L Arenas		
			La Cira Arenas		
	47 Arenas				
	Zona C		C1		600 ft
			C1Ab		
		C2			
		C2Dt			
		Gtb			
		C3			
C3Cb					
C4					
C4Cb					
Eoceno	Formación Esmeraldas	Zona D	C5	500 ft	
			D1, D2....D5		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

<sup>66</sup> Ibid., p. 80

**1.3.4.3 Migración.** Según Barrero<sup>67</sup>, la migración de los hidrocarburos está asociada a la discordancia del Eoceno que generó las siguientes rutas de migración:

- Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno.
- Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.
- Migración vertical a través de superficies de falla en área donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

**1.3.4.4 Roca Sello.** Según Barrero<sup>68</sup>, Las lutitas marinas de las Formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste las arcillolitas plásticas continentales de las Formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos.

**1.3.4.5 Trampa.** Según Barrero<sup>69</sup>, Para la cuenca se han logrado identificar los siguientes tipos de trampas: 1) Pliegues asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento 2) Estructuras de cabalgamiento con cierre independiente de falla 3) Estructuras con cierres de falla dependiente. 4) Trampas estratigráficas en el centro y occidente de la cuenca.

Según Rojas<sup>70</sup>, Para el Campo La Cira Infantas<sup>70</sup>, sus principales estructuras “La Cira” e “Infantas” se caracterizan por ser anticlinales fallados; tanto la falla “La Cira” como el “Sistema de Fallas de Infantas” que cortan estas dos estructuras tienen carácter sellante, debido a esto el entrapamiento de aceite en el Campo ocurre por trampas de tipo estructural.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En esta sección se explican aspectos relacionados a la producción del campo, como lo son los métodos de producción, tiempo de producción, número de pozos y la gráfica de producción acumulada.

**1.4.1 Método de Producción.** Como se mencionó al inicio de este capítulo, El Campo La Cira Infantas fue descubierto en diciembre de 1917 por la Tropical Oil Company luego de haber perforado el pozo Infantas-2; el cual inicio producción en 1918. Este pozo al igual que los pozos que descubrió la misma compañía produjeron por flujo natural. Según Prieto<sup>71</sup>, en 1929 se procedió a usar el sistema de levantamiento Gas Lift el cual se mantuvo vigente hasta 1935 debido a que se

---

<sup>67</sup> Ibid., p. 80

<sup>68</sup> Ibid., p. 80

<sup>69</sup> Ibid., p. 80

<sup>70</sup> ROJAS, Op. Cit., p. 22

<sup>71</sup> PRIETO, *et. al.*, Op. cit., p. 1

obtuvo un impacto mínimo en la tasa de producción. Posteriormente se implementó el bombeo mecánico como mecanismo de levantamiento artificial, el cual se mantiene vigente en algunas áreas del campo.

Según Gómez<sup>72</sup>, Entre 1946 y 1949 se llevó a cabo el primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira ubicada en la mitad Norte del campo, a través de siete pozos localizados en el acuífero, en el sector del área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento, debido a que la zona C tenía una presión por debajo del punto de burbuja y disminuía rápidamente como consecuencia de los mecanismos de producción y por la producción de gas disuelto. En 1951 Ecopetrol entró a manejar el campo y continuó con la perforación de pozos adicionales hasta llegar a un total de 1702 pozos perforados.

En 1957 se inició la inyección de agua en la misma área con el propósito de desplazar el petróleo. Según Castro<sup>73</sup>, este proyecto estaba conformado por 17 patrones de inyección distribuidos en arreglos de cinco pozos, inyectando a una tasa de 1000 BWPD/pozo en un área de 280 acres. Los resultados fueron favorables y se decidió ampliar el proyecto a otras áreas del campo, como lo fueron la parte oriental del campo en 1964 mediante un arreglo de líneas alternas; Alcanzando su máximo desarrollo en 1965 con la puesta en marcha de 20 pozos inyectoros adicionales que duplicaron la tasa mensual de inyección pasando de 2 Mbbls inyectados a cerca de 4.5 Mbbls. Para mayo de 1970 esta zona alcanzó una producción de 8073 BOPD con una tasa de inyección de 70500 BWPD. Posteriormente este proceso de recobro se amplió a otras áreas del campo.

Según Gómez<sup>74</sup>, con el paso de los años el sistema de inyección se fue deteriorando pasando de 500 pozos productores y 205 pozos inyectoros en 1975, a solo 77 pozos productores y 21 pozos inyectoros en diciembre del 2006. Según Prieto<sup>75</sup>, como consecuencia de estos hechos el campo en el año 2003 alcanzó la producción más baja en su historia (5000 BOPD), lo cual abrió la oportunidad para que las compañías Ecopetrol y Occidental de Colombia firmaran en septiembre del 2005 un contrato de asociación para participar como socio en el nuevo plan de desarrollo del campo, con la implementación de nuevas tecnologías de inyección de agua.

Según Prieto<sup>76</sup>, Con la participación de la empresa Occidental de Colombia se identificaron las siguientes problemáticas:

---

<sup>72</sup>GÓMEZ, Vicente; GÓMEZ, Adriana y DURAN, Javier. Analytical simulation of the injection/production system of la cira east and north areas using CGM method. En: Society of Petroleum Engineers. Mayo-junio, 2009. SPE 121854-MS p. 2

<sup>73</sup> CASTRO, Rubén, *et al*, Waterflooding in Colombia: Past, present, and future. En: Society of Petroleum Engineers. Mayo, 2014. SPE 169459-SP, p. 2.

<sup>74</sup> GÓMEZ, *et. al.*, Op. cit., p. 3

<sup>75</sup> PRIETO, et. Al., Op. cit., p. 1.

<sup>76</sup> *Ibid.*, p. 3-5

- Se hicieron patrones de inyección siguiendo patrones geométricos en superficie, sin considerar la geometría de las estructuras.
- Pérdidas de pozos inyectoros y productores debido a problemas mecánicos, baja inyectividad o productividad y altos cortes de agua.
- La calidad del agua de reinyección no presentó las mejores condiciones debido a la presencia de H<sub>2</sub>S, Bacterias, CO<sub>2</sub> y altos contenidos de sólidos disueltos.

Según Prieto<sup>77</sup>, Luego de identificar las principales problemáticas, Occidental de Colombia, llevó a cabo mejoras en el proceso de inyección, dentro de estas mejoras más de 1500 pozos entre productores e inyectoros fueron perforados o intervenidos por medio de trabajos de reacondicionamiento con la finalidad de incrementar el factor de recobro e incrementar la producción, de igual manera hubo una reconfiguración en las antiguas áreas donde se llevaba a cabo el primer proceso de inyección de agua, que involucró el cambio de las sartas de inyección por unas sartas con mandriles que permitieron controlar la distribución y el volumen de agua inyectada por intervalo de arena; y la modificación de los arreglos de inyección pasando de arreglos normales a arreglos invertidos. También se adecuaron nuevos sectores donde la producción hasta ese momento era primaria con el objetivo de la expansión del proceso de inyección de agua.

Para el 2009 la producción era de 22000 BOPD evidenciando así un éxito en el nuevo plan de desarrollo del campo. El cual ha permitido que el contrato de asociación entre estas dos empresas se mantenga vigente hasta el día de hoy, con una producción pico de 45000 BOPD.

**1.4.2 Tiempo de Producción.** El campo ha estado produciendo por 100 años, desde la perforación y posterior producción del pozo Infantas-2 en el año de 1918, razón por la cual es considerado como el campo productor más maduro y por ende el más estudiado en el país.

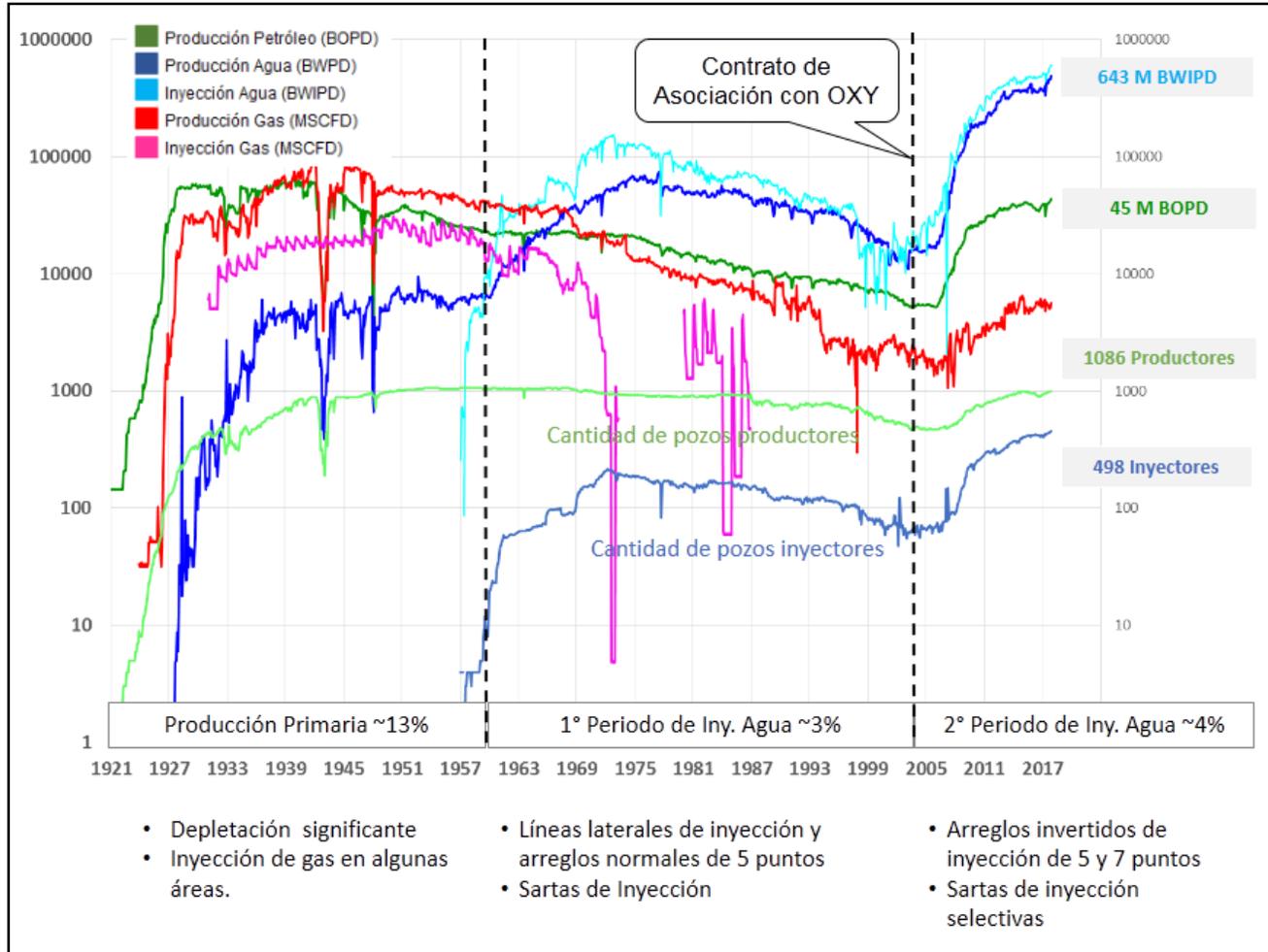
**1.4.3 Número de pozos.** En la actualidad se han perforado en el área de la Cira-Infantas 2639 pozos, de los cuales hay aproximadamente 1086 pozos productores activos, 498 pozos inyectoros de agua activos, 592 pozos productores inactivos, 106 pozos inyectoros inactivos y 357 pozos abandonados.

**1.4.4 Comportamiento histórico del campo.** En la **Gráfica 1** se logra apreciar el comportamiento de la producción e inyección que ha presentado el Campo La Cira Infantas a lo largo de sus 100 años de producción.

---

<sup>77</sup> Ibid., p. 6-9

**Gráfica 1. Comportamiento Histórico del Campo La Cira Infantas.**



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

## 2. MARCO TEÓRICO

A continuación, se realizará una breve descripción teórica de los aspectos relacionados con el desarrollo del presente trabajo de grado, como lo son: la inyección de agua, modelo de capacidad resistiva, trazadores químicos y la tecnología conformance.

### 2.1 INYECCIÓN DE AGUA

El recobro secundario resulta del incremento de la energía natural al inyectar agua para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. Cuando el petróleo ha disminuido su capacidad de moverse en los espacios porosos de las rocas del reservorio es equivalente a decir que el yacimiento ha agotado su energía natural y por ende es necesario implementar un método de recobro secundario, siendo la inyección de agua el más efectivo.

La inyección de agua en yacimientos de petróleo, es un método de recuperación secundaria cuyo propósito principal es aumentar la producción de crudo por medio del aumento y mantenimiento de la presión del yacimiento.

La primera inyección ocurrió en 1865, accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1880, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.<sup>78</sup>

Alrededor del mundo, las técnicas de inyección de agua han beneficiado al incremento del factor de recobro en todos los campos en donde es implementado, su uso es justificado en función los siguientes factores: el agua de inyección presenta alta eficiencia en el proceso de barrido de crudos de gravedad API media y livianos además de no tener alto costo operativo comparado con otros métodos; generalmente el agua se encuentra disponible; el proceso operativo es relativamente fácil; la formación es invadida por el agua sin dificultad.

**2.1.1 Parámetros principales para la inyección de agua.** Debido al empuje de la inyección de agua, se obtiene un aumento en la producción del crudo, que tiende a ocupar el volumen del petróleo, el fluido inyectado pasa a ser el fluido desplazante y el petróleo como el fluido desplazado, lo que ocasiona un

---

<sup>78</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Astro S.A. 2001, p,12

movimiento de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso, este se puede contrastar al producido por un pistón y se puede dar de dos maneras:<sup>79</sup>

**2.1.1.1 Desplazamiento tipo pistón con fugas:** El pistón generado por el agua inyectada no es muy eficiente, ya que permite que parte del petróleo que podría ser desplazado, se quede detrás del frente de invasión y, por lo tanto, la saturación de aceite luego del desplazamiento, es mayor a la saturación residual.

**2.1.1.2 Desplazamiento tipo pistón sin fugas:** Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se dice que se ha producido la ruptura.

El desplazamiento de un fluido por otro, es un proceso de flujo no continuo, puesto que las saturaciones de los fluidos varían con el tiempo, lo cual causa cambios en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de las fases.<sup>80</sup>

**2.1.2 Propiedades importantes en la inyección de agua.** Para entender de mejor manera el comportamiento en una inyección de agua se deben conocer las propiedades dentro del sistema que lo componen, como son las propiedades de la roca y las propiedades de los fluidos del yacimiento, las propiedades del flujo de dos o más fases, la distribución de las saturaciones de los fluidos en el yacimiento y la calidad del fluido inyectado. La recuperación del petróleo es restringida por propiedades tales como: la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas y el proceso de desplazamiento es directamente perjudicado por la relación de movilidades y el número capilar. Pero ciertamente, la realidad es mucho más compleja, ya que se debe contar con las interacciones roca-fluido y otras características difíciles de medir.

**2.1.2.1 Mojabilidad.** En un sistema agua-aceite la roca puede estar mojada por aceite o agua, dependiendo de la afinidad que tienen los fluidos a adherirse a una superficie sólida, por esto, se afecta la distribución de los fluidos en el yacimiento. Cuando un fluido es poco móvil es porque está atrapado entre los espacios porosos más pequeños y moja preferencialmente la superficie de la roca, esta fase es la mojante y la fase no mojante ocupa los espacios menos reducidos por esto tienen una mejor movilidad. Tal como se observa en la **Figura 4**, el ángulo de contacto se usa como una medida cualitativa de la mojabilidad, de la siguiente manera; si el ángulo de contacto entre el agua y la roca es menor de 90°, el sistema es mojado por agua, y cuando este ángulo es mayor de 90°, el sistema es mojado por aceite.<sup>81</sup>

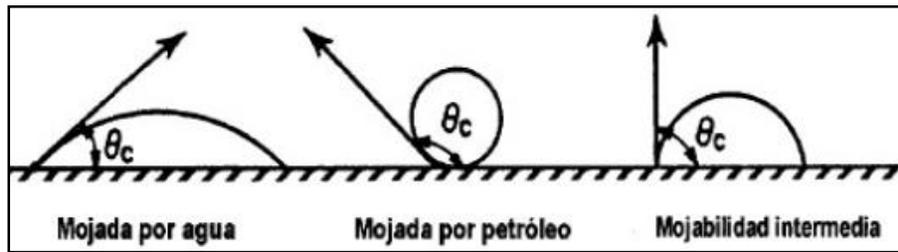
---

<sup>79</sup> Ibid., p,74

<sup>80</sup> LATIL, M. Enhanced Oil Recovery, Institut Francais du Petrolé Publications, Editions Technip, 1980

<sup>81</sup> Ibid., p.37-38.

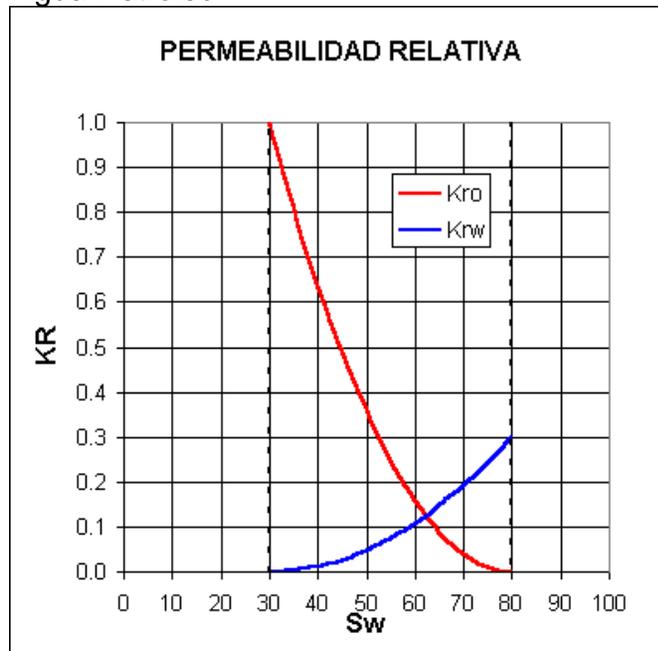
**Figura 4.** Mojabilidad en sistemas roca-fluido.



**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001, p.38.

**2.1.2.2 Permeabilidades relativas.** Es la relación de la permeabilidad absoluta de la roca con respecto a la permeabilidad efectiva del fluido a una saturación. La permeabilidad absoluta es la tendencia de una roca a posibilitar el flujo de un fluido del cual está 100% saturado<sup>82</sup>. La permeabilidad efectiva es la medida de la conductancia de un fluido a través de un medio poroso cuando este se encuentra saturado con más de una fase. En la **Gráfica 2**, se muestra un diagrama característico de permeabilidades relativas para un sistema mojado por agua.

**Gráfica 2.** Curvas de permeabilidad relativa Agua-Petroleó



**Fuente:** THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management. 1998

<sup>82</sup> FORREST, Craig Jr. Aspectos de la ingeniería de la inyección de agua. New York.1982, p.10.

**2.1.2.3 Número capilar.** Relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso (ver **Ecuación 1**), y puede ser muy útil cuando se trabaja en zonas de almacenamiento dentro del rango de las saturaciones residuales.

**Ecuación 1.** Número Capilar.

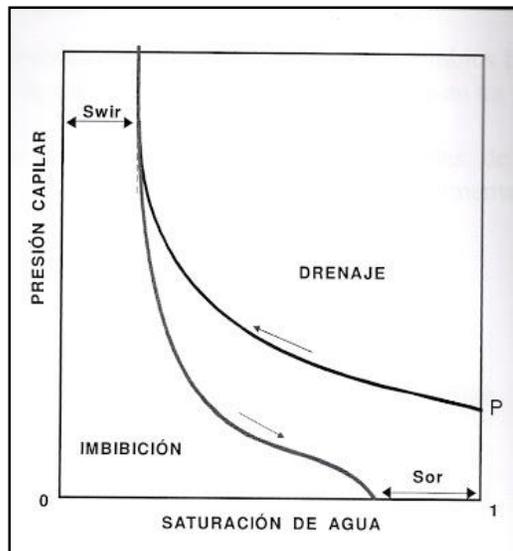
$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma} = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}}$$

**Fuente:** SPINLER, E.; BALDWIN, B. En *Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*; en SCHRAMM, L. L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.

Cuando aumenta el número capilar, disminuye la saturación de petróleo residual; ya que son propiedades inversamente proporcionales. Esto se ve como un indicador del desplazamiento de fluidos en el yacimiento y puede ser la base para comenzar la aplicación de un procedimiento de recobro mejorado.

**2.1.2.4 Presión capilar.** Es la diferencia entre la presión de la fase mojante y la fase no mojante. Esto afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual, además, dependiendo de la mojabilidad de la roca la presión capilar varía y se refleja en desplazamientos por imbibición y por drenaje. En la **Gráfica 3.**, se puede ver reflejada la presión capilar para un sistema mojado por agua.

**Gráfica 3.** Curva de presión capilar para una roca mojada por agua.



**Fuente:** THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. *Integrated Waterflood Asset Management*. 1998.

**2.1.2.5 Relación de movilidades.** Es definida como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua) y la fase desplazada (crudo). La movilidad ( $\lambda$ ), es la capacidad para que un fluido se mueva con facilidad en un yacimiento. Se calcula como una relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la viscosidad del mismo. (ver **Ecuación 2**), se puede reflejar de forma similar tanto para el agua como para el gas.

**Ecuación 2. Movilidad**

$$\lambda = \frac{K_o}{\mu_o} = \frac{\text{Permeabilidad efectiva petróleo}}{\text{Viscosidad petróleo}}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001, p.68.

La relación de las movilidades (M), se pueden relacionar con la viscosidad del fluido desplazado y el fluido desplazante. (ver **Ecuación 3**).

**Ecuación 3. Relación de Movilidad**

$$M_{w,o} = \frac{M_w}{M_o} = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w}$$

**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela.2001, p.130.

La relación de movilidades, se designa como beneficioso o no beneficioso. Cuando M=1 las movilidades del agua y del petróleo son iguales, por lo que los fluidos encuentran la misma restricción al moverse dentro del yacimiento. Cuando M<1, el petróleo tiene menor restricción que el agua y por lo tanto es mejor para el agua desplazar el petróleo. Y cuando M>1, el petróleo tiene mayor restricción que el agua, en consecuencia se mueve más fácil que el petróleo lo cual hace que no sea muy efectiva para desplazar el crudo.<sup>83</sup> En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo, tienden a disminuir a medida que la relación de movilidades aumenta.

**2.1.3 Factores que afectan la inyección de agua.** Algunas propiedades características del reservorio determinan que tanta efectividad puede tener un proceso de inyección de agua, entre las cuales se encuentran:

**2.1.3.1 Geometría del yacimiento.** La estratigrafía y la estructura de un yacimiento, determinan la localización de los pozos y los métodos por los cuales el yacimiento puede ser recuperado por la inyección de agua como lo es la correcta selección del patrón de inyección, que varía a partir de las características del yacimiento. Es importante analizar toda la evolución del yacimiento, para definir la existencia de barreras estructurales (fallas o lutitas) o la fuerza de un empuje natural de agua.

<sup>83</sup> PARIS DE FERRER, Op. cit. p.131.

**2.1.3.2 Litología y propiedades de la roca.** La porosidad, la permeabilidad, el espesor neto y el contenido de arcilla, son características litológicas y propiedades de la roca que contribuye en la eficiencia que pueda tener la inyección de agua. Cada yacimiento es un sistema diferente y complejo, como por ejemplo un yacimiento con baja porosidad no es viable para una inyección de agua a menos que esa porosidad haya sido creada por fracturas. La composición mineral de la roca (arena) también puede verse afectada en el proceso de inyección, debido a las reacciones creadas entre los minerales y el agua inyectada.

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

**2.1.3.4 Continuidad de las propiedades de la roca.** Es de suma importancia tener estas propiedades en cuenta, ya que el flujo de fluidos en el yacimiento se presenta en dirección de los planos de estratificación de la roca; por ejemplo, si en la formación hay un estrato con una permeabilidad muy alta, puede que se presente una canalización lo que conlleva que los estratos adyacentes no sean barridos por el agua y se presente una relación muy alta entre la producción de agua-crudo. Si en el yacimiento se encuentran barreras estructurales, el proceso de inyección de agua no será continuo por lo que no será efectivo. Una distribución correcta de los pozos debe tener en cuenta la anisotropía del yacimiento como también las barreras estructurales.

**2.1.3.5 Distribución de las saturaciones de los fluidos.** En la determinación de la viabilidad de la inyección de agua para un yacimiento, una alta saturación de aceite remanente, significa una cantidad económicamente viable de aceite recuperable, que es el primer criterio que se tiene en cuenta para que las operaciones de inyección tengan éxito. Mientras menor sea el valor de la saturación de petróleo residual, mayor será el recobro final. También se debe conocer la saturación inicial de agua connata, principalmente para determinar la saturación de petróleo inicial; bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que quedan en el yacimiento después de las operaciones primarias.

**2.1.3.6 Propiedades de los fluidos del yacimiento.** Las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de yacimiento tienen un gran efecto sobre la implementación de un proceso de inyección de agua en un campo, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca son los más importantes. La viscosidad del crudo es considerada la propiedad que con mayor grado afecta al

éxito de un proceso de inyección de agua, por el efecto que tiene con la relación de movilidad y la eficiencia del barrido.

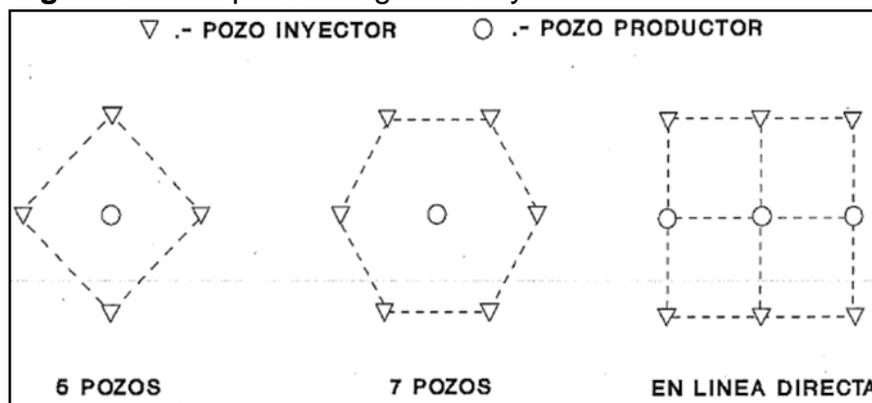
**2.1.4 Tipos de inyección.** La inyección de agua se puede llevar a cabo de dos distintas maneras de acuerdo con la posición de los pozos y la geometría del yacimiento.

**2.1.4.1 Inyección en arreglos o dispersa.** Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección, también se conoce como inyección de agua interna, debido a que el agua se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores. En la **Figura 5** se logran apreciar los principales arreglos de inyección.

Dentro de sus principales ventajas se encuentra que se obtiene una rápida respuesta del yacimiento, elevadas eficiencias areales de barrido, entre otras. Sin embargo, entre sus desventajas se encuentra que se requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros, exige un mayor seguimiento y control de la inyección.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyectoros es algo que cada día se usa menos, ya que con los avances en descripción de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica, es posible ubicar productores e inyectoros en forma irregular, optimizando el número de pozos.<sup>84</sup>

**Figura 5.** Principales arreglos de inyección.



**Fuente.** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Copyright, 2001.

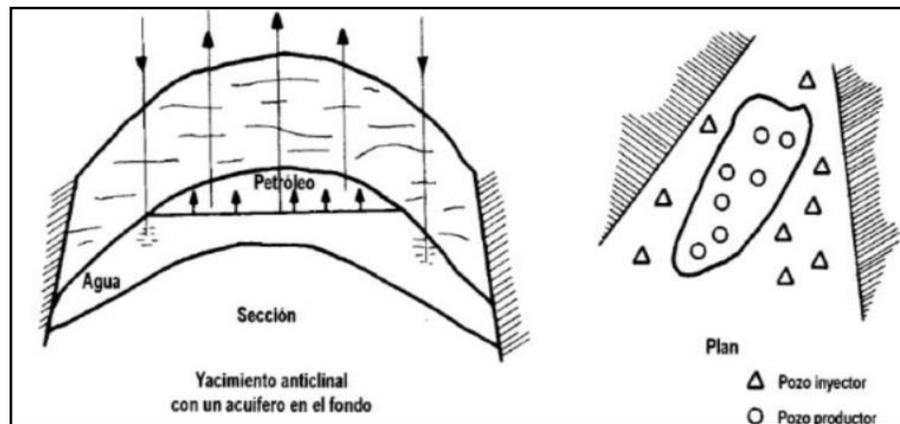
<sup>84</sup> PARIS DE FERRER, Op. cit. p.14-15

**2.1.4.2 Inyección periférica o externa.** Consiste en inyectar el agua en los flancos del yacimiento, fuera de la zona de petróleo; para este caso el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo, como se logra apreciar en la **Figura 6**. Este tipo de inyección de agua tiene las siguientes características:

- La zona de interés de los pozos inyector es el acuífero, fuera de la zona de petróleo.
- Se usa cuando el yacimiento no cuenta con una suficiente descripción de sus propiedades y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.

Como ventajas de este tipo de inyección se encuentra que se utilizan pocos pozos disminuyendo así la inversión; se obtiene un mínimo de producción de agua. A pesar de las anteriores ventajas este tipo de inyección presenta las siguientes desventajas: se encuentra que una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo; no es posible obtener un seguimiento detallado del frente de invasión, la respuesta del yacimiento es lenta comparada con respecto a la inyección por arreglos, por lo cual es necesario sustituirlo por una inyección de agua en arreglos a medida que se conoce mejor el yacimiento.

**Figura 6.** Inyección de agua externa o periférica



**Fuente.** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Copyright, 2001.

## 2.2 PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA, EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

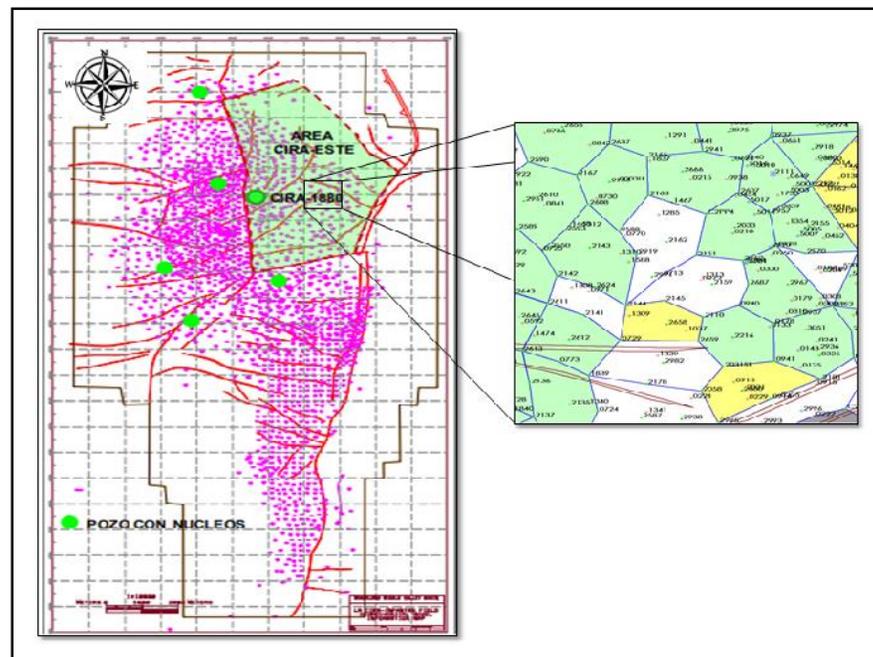
Desde que inició el proceso de inyección de agua como mecanismo de recuperación secundaria en el año de 1.946 hasta el año de 1.975. Este se caracterizó por presentar a lo largo de sus seis zonas principales (Cira Norte, Cira Este, Cira Sur, Infantas Norte, Infantas Central, Infantas Sur) diversos arreglos de pozos de carácter geométrico dentro de los que se encuentran líneas laterales de inyección, arreglos normales de cinco pozos y siete pozos.

En el año 2.005 con la participación de Occidental de Colombia se optó por hacer una reconfiguración en el proceso de inyección de agua que incluyeron, el cambio de arreglos normales de inyección a arreglos invertidos con el objetivo de un máximo aprovechamiento del yacimiento.

Sin embargo, estos arreglos en algunas zonas del campo son irregulares debido a diversos retos importantes, entre ellos las comunidades vecinas que se encuentran ubicadas en gran parte del área a desarrollar, impidiendo garantizar un polígono perfecto, de igual manera se evidencia que en algunas zonas del campo lo que se encuentran son pozos viejos que se reabrieron como inyectores, y en los cuales se establecieron los nuevos patrones de inyección.

Actualmente el 95% del campo se encuentra bajo procesos de inyección de agua contando con aproximadamente 400 patrones de inyección y 1000 pozos productores activos. Las configuraciones de los patrones van de dos a siete pozos productores por cada pozo inyector cómo se logra apreciar en la **Figura 7**, esto varía dependiendo de la etapa de desarrollo que se encuentre la zona; los pozos inyectores cuentan con sargas selectivas de inyección, compuesta por mandriles y empaques, que permiten controlar la distribución y el volumen de agua inyectada por intervalo. Pese a lo anterior, existen patrones con baja eficiencia areal y en consecuencia un factor de recobro menor al esperado. Razón por la cual se están llevando a cabo proyectos que permitan entender las conexiones en el yacimiento y así mejorar las condiciones actuales.

**Figura 7.** Patrones de inyección del Campo La Cira Infantas.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA

### 2.3 BALANCE DE MATERIA

Balance de materiales se deriva como el balance volumétrico que existe en el yacimiento entre los fluidos que originalmente contiene y los que quedan en él, después de haberse producido una determinada cantidad de petróleo debido a una caída de presión en el yacimiento. Se basa en la ley de conservación de la materia, que establece que la masa de un sistema cerrado permanece siempre constante

Entre las aplicaciones principales de este método se tiene la determinación de hidrocarburos iniciales en el yacimiento, predecir el comportamiento y recobro final de yacimientos especialmente los que producen por gas en solución o depleción y evaluar factores de recobro.<sup>85</sup>

### 2.4 MODELO DE CAPACIDAD RESISTIVA (CRM)

El modelo de capacidad resistiva (CRM), es un modelo de entrada-salida que caracteriza un reservorio usando sólo los datos disponibles en los pozos. Representa una desviación significativa de los modelos de yacimientos tradicionales que requieren la estimación de las propiedades del yacimiento en cada bloque. En el CRM, la señal de entrada (tasas de inyección) se convierte en una señal de salida (tasas de producción total) de una manera similar a como el potencial electrónico se convierte en voltaje o corriente en un circuito resistor-condensador de ahí el nombre de modelo de capacidad resistiva.

Los parámetros del modelo, se calculan mediante la regresión no lineal multivariable sobre los datos históricos de inyección y producción (ver **Ecuación 4**). No se requiere una estimación de las propiedades físicas del yacimiento. Sin embargo, la comparación histórica del modelo con los datos históricos proporciona información valiosa sobre el yacimiento.<sup>86</sup>

#### **Ecuación 4.** Ecuación Modelo de Capacidad Resistiva CRM.

$$Q_{j,t} = Q_{j,(t-1)} \exp\left(-\frac{\Delta t}{\tau}\right) + \left(1 - \exp\left(-\frac{\Delta t}{\tau}\right)\right) \left(\sum_{i=1}^{n_j} f_{ij} I_{i,t}\right)$$

**Fuente:** WANDERLEY DE HOLANDA, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015. p. 7

<sup>85</sup> ROMERO, Roberto. YACIMIENTOS II. [Consultado el 25 de febrero de 2018]. Disponible en: <<http://robertyaci.blogspot.com.co/2009/10/ecuacion-de-balance-de-materiales-ebm.html>>

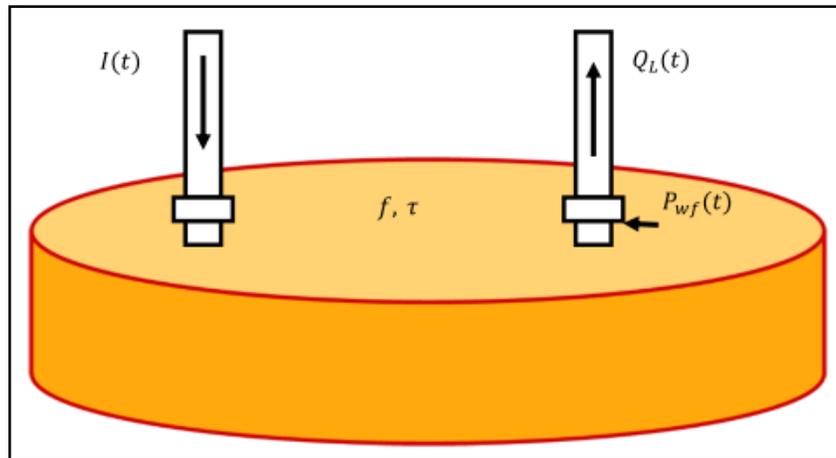
<sup>86</sup> Ibid., p.17.

Donde:

- $Q$ = Caudal.
- $\Delta t$ = Intervalo discreto de tiempo.
- $T$ = Constante de tiempo.
- $f_{ij}$ = Conectividad entre pozo productor-inyector.
- $I$ = Tasa de inyección.

**2.4.1 Modelo Tanque (CRMT).** El volumen controlado para CRMT es el volumen de drenaje de todo el yacimiento. Un balance de material se calcula asumiendo solo dos pozos: un solo pseudo-productor, que suma todas las tasas de producción, y un único pseudo-inyector, que suma todas las tasas de inyección. Entonces, todo el yacimiento tiene una sola constante de tiempo y un índice de productividad. La representación de CRMT puede igualar rápidamente la historia y predecir las tasas totales de producción en el campo, y sus parámetros estimados son una conjetura inicial útil para otras representaciones más sólidas. CRMT no es adecuado para la optimización de un proceso de inyección, porque no estima las tasas de producción de cada productor por separado.<sup>87</sup> La representación gráfica se logra apreciar en la **Figura 8**.

**Figura 8.** Representación Modelo Tanque.



**Fuente:** Wanderley de Holanda, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015. p. 10

**2.4.2 Modelo Basado en Productor (CRMP).** Por lo general, es importante analizar y predecir las tasas de cada pozo por separado. Se puede obtener una mayor resolución si, en vez de considerar los pseudo-inyectores y los pseudo-

<sup>87</sup> WANDERLEY DE HOLANDA, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015. p. 10-11

productores como en CRMT, las tasas reales de pozos pueden ser calculadas individualmente. El yacimiento es dividido en volúmenes de control, tales como radios de drenaje, los cuales estudian el flujo en el área de cada productor e incluyendo todos los inyectores que influyen en su tasa de producción. en base a cada productor e incluyendo todos los inyectores que influyen en su tasa de producción.

CRMP considera un tiempo constante ( $T_j$ ) por cada productor y una conectividad ( $f_{ij}$ ) por cada par de inyector ( $i$ )- productor ( $j$ ), por lo tanto, la ecuación de continuidad para cada productor  $j$  queda (ver **Ecuación 5**)

**Ecuación 5.** Ecuación Modelo de Capacidad Resistiva CRMP.

$$\tau_j \frac{dq_j}{dt} + q_j(t) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} i_i(t) - \tau_j J_j \frac{dp_{wf}^{(i)}}{dt}$$

**Fuente:** Wanderley de Holanda, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015. p. 12

Donde:

- $dq_j$ = Variación de caudal de productor.
- $dt$ = Variación en un intervalo de tiempo.
- $T_j$ = Constante de tiempo de pozo productor.
- $f_{ij}$ = Conectividad entre pozo productor-inyector.
- $i_i$  = Tasa de inyección.
- $N_{inj}$ = Número de pozos productores.
- $J_j$ = Índice de productividad de pozo productor.
- $dP_{wf}(i)$ = Variación de presión de fondo fluvente de pozo inyector.

La tasa de producción para un productor  $j$  se obtiene de integrar la **Ecuación 5** sobre un paso de tiempo discreto ( $\Delta t$ ) y asumiendo que la tasa de inyección varía como un paso y la presión de fondo fluvente varía linealmente en un intervalo de tiempo discreto; quedando la ecuación de la siguiente manera (ver **Ecuación 6**)

**Ecuación 6.** Ecuación Integrada Modelo de Capacidad Resistiva CRMP.

$$q_{jk} = q_{j(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau_j}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_j}}\right) \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} i_{ik}(t) - \tau_j J_j \frac{p_{wf}^{(jk)} - p_{wf}^{(j(k-1))}}{\Delta t}$$

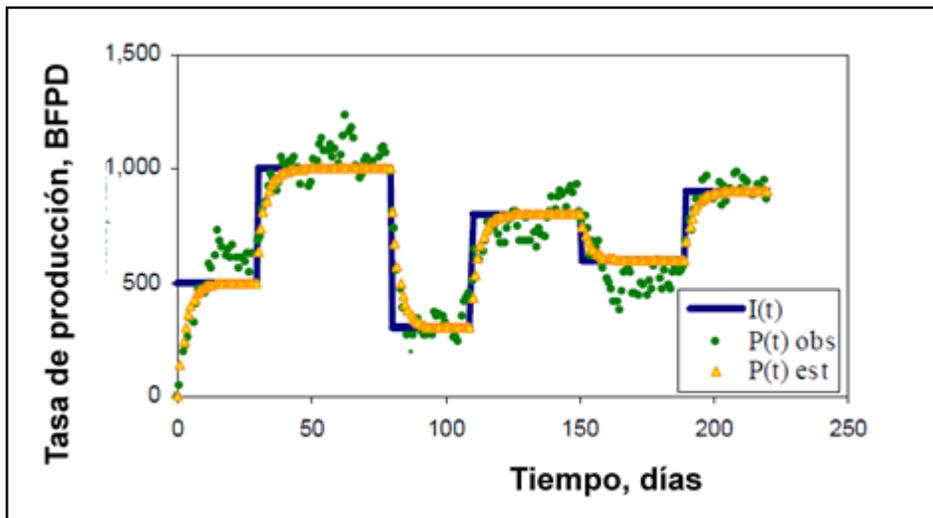
**Fuente:** Wanderley de Holanda, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015. p. 12

Donde:

- $q_j$ = Variación de caudal de productor.
- $\Delta t$ = Intervalo discreto de tiempo.
- $T_j$ = Constante de tiempo de pozo productor.
- $f_{ij}$ = Conectividad entre pozo productor-inyector.
- $i_i$  = Tasa de inyección.
- $N_{inj}$ = Número de pozos productores.
- $J_j$ = Índice de productividad de pozo productor.
- $P_{wf}(j)$ = Presión de fondo fluyente de pozo productor.
- $K$ = Número de paso para cada iteración.
- $I$ = Tasa de inyección.

Como ejemplo hipotético simple, la **Figura 9** muestra las tasas de inyección y las tasas de producción observadas y estimadas en un caso de un inyector y un productor. Para generar los datos en este ejemplo, se asume una serie de seis tasas de inyección fija diferentes, una constante de tiempo fijo de tres días y 50 BFPD de error aleatorio para la tasa de producción observada. Usando la **Ecuación 6** se podría evaluar un valor de 3.17 días para la constante de tiempo con un error relativo del cinco por ciento.

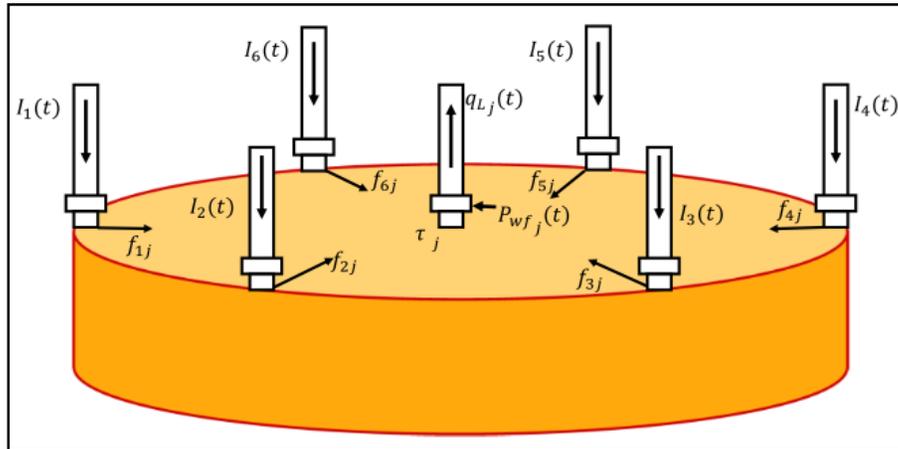
**Figura 9.** Estimación de CRM, caso hipotético inyector-productor.



**Fuente:** Wanderley de Holanda, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015. p. 13

La representación del CRMP funciona mejor cuando las propiedades del yacimiento son en su mayoría homogéneas en torno a cada productor, ya que solo se considera una constante de tiempo por productor.<sup>88</sup> La representación gráfica se logra apreciar en la **Figura 10**.

**Figura 10.** Representación Modelo basado en productor.



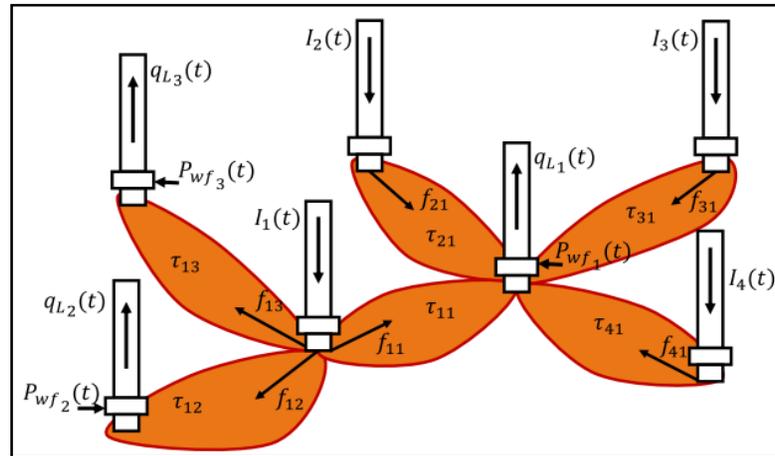
**Fuente:** Wanderley de Holanda, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015. p. 12

**2.4.3 Modelo Basado en Par de Inyector-Productor (CRMIP).** Dependiendo de la heterogeneidad del reservorio en estudio, diferentes inyectores pueden afectar las tasas de producción de un determinado productor con diferentes velocidades. Por lo tanto, suponiendo que solo una constante de tiempo para cada productor, como en CRMP, ya no será un modelo confiable. En tal caso, es mejor tomar una constante de tiempo para cada par de inyector-productor.<sup>89</sup> La representación gráfica se logra apreciar en la **Figura 11**.

<sup>88</sup> Ibid., p. 12

<sup>89</sup> Ibid., p.14

**Figura 11.** Representación modelo basado en par de inyector-productor.



**Fuente:** Wanderley de Holanda, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015. p. 15

## 2.5 TRAZADORES QUÍMICOS

Son aquellas sustancias químicas solubles en agua o gas, cuya presencia puede ser fácilmente detectada, por lo cual al ser agregados al fluido de inyección permiten determinar las características del movimiento de los fluidos en el medio poroso, su migración hacia los pozos productores circundantes, identificar su llegada y obtener una mejor descripción del yacimiento.<sup>90</sup>

**2.5.1 Clasificación de los trazadores químicos.** Dentro de los trazadores químicos más utilizados se encuentran<sup>91</sup>:

**2.5.1.1 Tintas.** Son tintas fluorescentes, usadas cuando la exposición a la roca es mínima y el tiempo de transición es corto, debido a que son muy susceptibles a la adsorción en el yacimiento, ya que ciertos iones en el agua del yacimiento tienden a saciar su fluorescencia, pueden ser detectadas en un rango de partes por billón.

**2.5.1.2 Trazadores Iónicos.** Son los aniones de sales solubles en agua, tales como yoduro de potasio y nitrato de sodio entre otras, su detección se encuentra en un rango de partes por millón, dependiendo de la salinidad del agua y de la composición de la salmuera, estos tipos de trazadores son susceptibles por la interferencia de los aniones, obteniendo datos dispersos.

<sup>90</sup> FIGUERA, María. "Análisis cuantitativo de pruebas de trazadores químicos como metodología de caracterización geoquímica de yacimientos de hidrocarburos", Caracas 2016 p. 6

<sup>91</sup> VÁSQUEZ, Dayne. "Uso de trazadores en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos" Caracas, 2012. p. 51-55

**2.5.1.3 Trazadores Orgánicos.** Son alcoholes como el etanol, metanol, isopropanol, o solventes; son los que mejor se pueden cuantificar, por medio de cromatografía de gases, su rango de detección es de partes por millón.

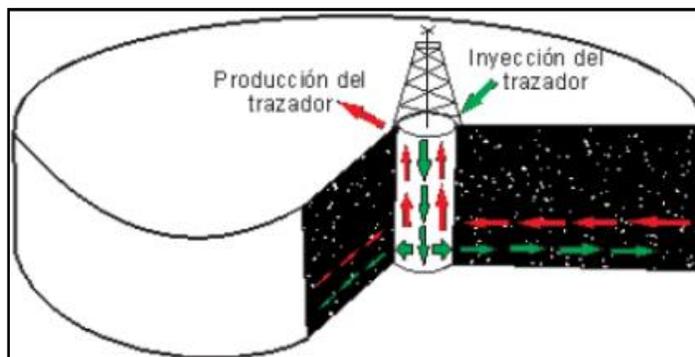
Para que un trazador pueda ser considerado como candidato en una prueba de trazadores, debe cumplir con ciertas características o propiedades como lo son:

- Ser estable a condiciones de yacimiento.
- Tener un comportamiento similar al fluido de inyección.
- Estar ausente o en concentraciones mínimas en el yacimiento.
- Capacidad de analizarlo cuantitativamente a concentraciones muy bajas.

**2.5.2 Tipos de pruebas de trazadores.** Las pruebas de trazadores se dividen en dos grandes grupos por las características operacionales de acuerdo a la distribución de pozos empleados, las cuales son:

**2.5.2.1 Prueba de un solo pozo (Single Well Tracer Test).** Son utilizadas principalmente para estimar la saturación residual de petróleo, y consiste en la inyección y producción del trazador en el mismo pozo, como se muestra en la **Figura 12**. Comúnmente se inyectan dos trazadores, uno que se disuelve con el agua inyectada y otro que no tiene interacción con esta, de acuerdo a la diferencia de tiempos de respuesta en el pozo, se estima la saturación residual de petróleo y de aquí la eficiencia de un proceso de inyección de agua.<sup>92</sup>

**Figura 12.** Prueba de un solo pozo.



**Fuente:** FIGUERA, María. "Análisis cuantitativo de pruebas de trazadores químicos como metodología de caracterización geoquímica de yacimientos de hidrocarburos", Caracas 2016 p. 6

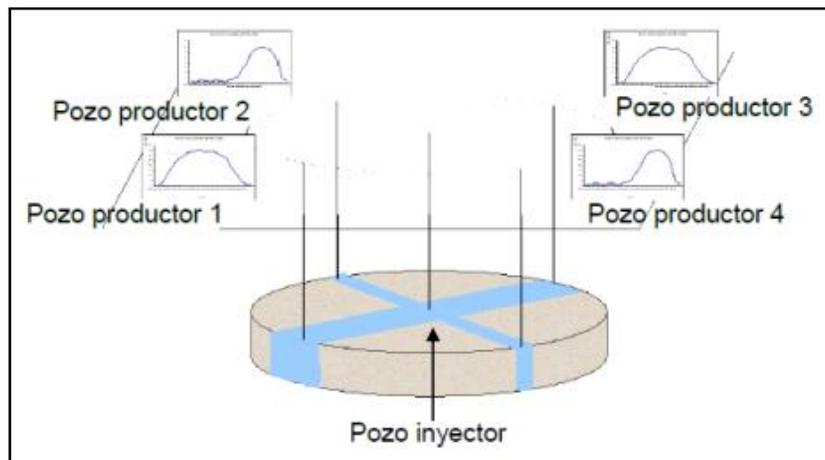
**2.5.2.2 Prueba entre pozos (Inter Well Tracer Test).** Estas pruebas involucran, no solo el cotejo histórico de un solo pozo, sino el de un grupo de pozos ordenados especialmente con una determinada geometría. Este tipo de pruebas

<sup>92</sup> FIGUERA, María. Op. cit. p.7

consisten en la inyección del fluido de inyección que puede contener más de un trazador. Dicho fluido se introduce al yacimiento por medio de un pozo inyector y se recolectan muestras en los pozos productores que sirven de monitoreo, para determinar la concentración del trazador y obtener una curva de respuestas en función del tiempo, cuyo posterior análisis permite determinar tendencias de flujo, canalizaciones, eficiencia de barrido areal y vertical, heterogeneidad del yacimiento, filtraciones, barreras de flujo, calidad y cantidad de las conexiones del fluido inyectado entre los pozos de inyección y de producción.<sup>93</sup>

La **Figura 13**, presenta esquemáticamente una prueba de inyección de trazadores entre pozos, en donde mediante un arreglo geométrico de pozos, con un pozo inyector en el centro y cuatro pozos productores en la periferia, el trazador es detectado a poco tiempo de la inyección en los pozos productores uno y tres, evidenciando la existencia de canales preferenciales, que generan un barrido desigual en todo el patrón, obteniendo información que puede ser utilizada para la optimización de la extracción de crudo.

**Figura 13.** Prueba entre pozos.



**Fuente:** FIGUERA, María. "Análisis cuantitativo de pruebas de trazadores químicos como metodología de caracterización geoquímica de yacimientos de hidrocarburos", Caracas 2016 p. 10

Los trazadores químicos presentan las siguientes ventajas: factibilidad de manipulación durante la inyección, gran solubilidad en el gas, rangos de detección bajos; sin embargo, dentro de sus desventajas se tiene que existen pérdidas del trazador debido al efecto de adsorción en el yacimiento, por lo cual se requieren grandes volúmenes, uso de instrumentos de complejidad elevada y precio alto, el muestreo necesario para el análisis debe ser representativo, si la recolección de las muestras es poca en los pozos de monitoreo, se corre el riesgo de obtener muestras en donde no se registren concentraciones del trazador.

<sup>93</sup> Ibid., p. 8.

## 2.6 CONFORMANCE

Durante los procesos de inyección de agua se espera que la distribución de esta en el yacimiento sea uniforme, sin embargo, debido a la heterogeneidad del yacimiento y los fluidos contenidos, el agua no se distribuye homogéneamente en el yacimiento, formando canales preferenciales y la irrupción del frente de agua ocurre antes de lo esperado, generando recirculación, altos cortes de agua y producción excesiva de agua, causando baja eficiencia en el proceso de inyección y como consecuencia recobros finales de aceite inferiores. Para poder remediar el problema de la producción excesiva de agua es fundamental conocer el origen de esta, dado que hay diferentes factores que pueden estar asociados al yacimiento o al pozo, geometría de los patrones de inyección o por variaciones en las propiedades de los yacimientos, entre otros. Conociendo el origen del agua podemos determinar el tipo de solución que se necesita para controlar la producción de la misma.<sup>94</sup>

Borling, D. et al (1994) define conformance como cualquier técnica que permita mejorar el barrido de un yacimiento producido bajo empuje de algún fluido de manera que el barrido ocurra de la manera más uniforme posible, una de las técnicas más usadas es la implementación de geles.<sup>95</sup> El proceso consiste en mezclar los geles con el agua que se prevé inyectar, una vez realizada la inyección, el fluido inyectado adquiere una viscosidad muy alta que lo hace esencialmente inmóvil, este queda atrapado en las zonas fracturadas o zonas de alta permeabilidad cercanas al pozo inyector, provocando el desvío de la inyección de agua por otras zonas previamente no barridas, aumentando de esta manera la eficiencia de barrido volumétrico. De allí que se le conozca como un proceso de modificación de la permeabilidad efectiva al agua en el yacimiento.<sup>96</sup>

Para que un arreglo de inyección se considere candidato a la aplicación de un tratamiento conformance debe presentar una combinación de los siguientes factores:

- Capacidad de inyección excesiva.
- Existencia de una alta saturación de aceite móvil dentro del patrón de inyección.
- Recuperación de petróleo inesperadamente baja con respecto a la estimada.
- Relación agua/aceite o gas/petróleo alta.
- Excesiva coproducción de agua o gas.

---

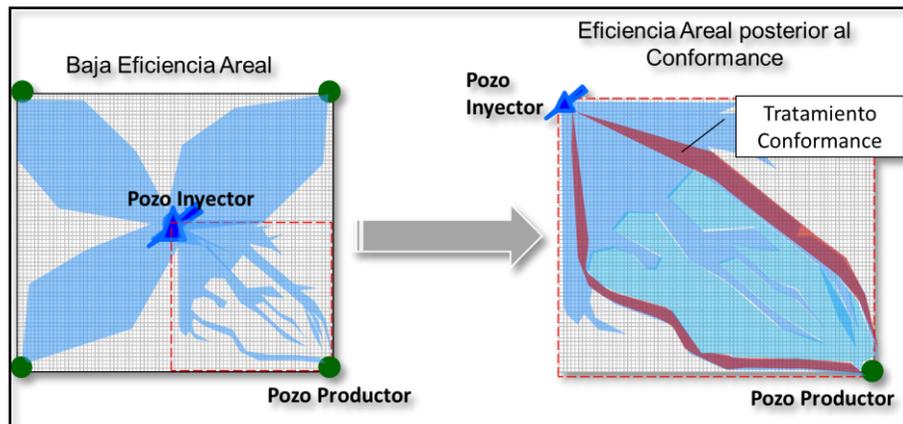
<sup>94</sup> SNF FLOERGER. "Conformance" [En línea]. (Consultado el 23 septiembre de 2017) disponible en: <<http://www.snf-oil.com/es/application-areas/conformance>>.

<sup>95</sup> BORLING, D., CHAN, K., HUGHES, T., & SYDANSK, R. (1994). Pushing out the oil with conformance control. *Oilfield Review*, p 44-58.

<sup>96</sup> ASUNGAN Junior, F. W. Smith, J. L. Thompson. Some aspects of polymer floods. SPE 1628.

En La **Figura 14**, se presenta esquemáticamente un arreglo de inyección de cinco pozos invertido, si las conectividades entre pozos inyector-productor fuera perfecta, el frente de inundación alcanzaría a los cuatro pozos productores al mismo tiempo y el barrido de petróleo sería uniforme, pero en este caso existe un pozo productor cuya eficiencia areal es baja, razón por la cual se decide implementar el tratamiento conformance, que ocasiona un taponamiento en los canales preferenciales, mejorando la efectividad y eficiencia en el proceso de inyección de agua.

**Figura 14.** Tratamiento Conformance.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Los geles empleados en un tratamiento conformance deben cumplir con las siguientes características:

- Insensible a todos los minerales y fluidos del yacimiento.
- Aplicable en un amplio rango de pH.
- Ser aplicable en un amplio rango de temperaturas del yacimiento.
- Sus propiedades fisicoquímicas deben ser estables a condiciones de yacimiento.
- Asegurar la disolución completa de los productos antes de la inyección.
- Presentar tiempos de gelificación controlables y predecibles.

**2.6.1 Geles utilizados en tratamientos conformance.** Se caracterizan por ser sustancias donde el fluido base (agua o salmuera) ha adquirido propiedades elásticas y semisólidas que resultan de las interacciones químicas con los polímeros añadidos. Dentro de estos geles se encuentran: <sup>97</sup>

<sup>97</sup> SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. "Types of gels used for conformance improvement" [En línea]. (Consultado el 26 junio de 2018) disponible en: <[http://petrowiki.org/Types\\_of\\_gels\\_used\\_for\\_conformance\\_improvement](http://petrowiki.org/Types_of_gels_used_for_conformance_improvement)>

**2.6.1.1 Geles de cromo-carboxilato / acrilamida-polímero (CC / AP).** Aplicados como tratamientos de mejora de barrido y como tratamientos de bloqueo en zonas de agua y gas, en yacimientos con condiciones acidas asociadas a la alta presencia de CO<sub>2</sub>, también son aplicables en un rango de pH alto.

**2.6.1.2 Geles de dispersión coloidal (CDG).** Se caracterizan por ser geles cuyas concentraciones de polímero son bajas (200 a 1200 ppm), son usados para mejorar la eficiencia de barrido en procesos de inyección de agua, sin embargo, presentan dificultades en su inyección debido a que sus tiempos de gelificación son acelerados, de igual manera no taponan preferentemente las zonas de alta permeabilidad.

**2.6.1.3 Geles inorgánicos.** Estos geles incluyen silicato, hidróxidos de hierro y iones de aluminio en su formulación, por lo general se usan durante las operaciones de perforación para aplicaciones de pérdida de circulación, aunque también se han aplicado en operaciones de taponamiento de zonas de agua, pero solo han sido exitosas en periodos cortos de tiempo, debido a que estos geles tienden a convertirse con el tiempo en soluciones que contienen sólidos de óxido ineficaces.

**2.6.1.4 Geles de espuma.** Brindan la posibilidad de reducir costos, al reemplazar la mayor parte de la fase líquida, por un gas relativamente económico; son usados en zonas alejadas del pozo inyector en el que las presiones diferenciales son bajas, las bajas densidades de los geles espumados proporcionan trayectos de flujo diferentes, a veces, más favorables que los fluidos de gel acuosos convencionales, esta condición es ideal en yacimientos con fracturas verticales altamente conductivas. El principal inconveniente de este tipo de geles es el requerimiento de más caballos de fuerza durante su inyección debido a la baja densidad de estos geles con respecto a los geles convencionales.

**2.6.2 Beneficios de un tratamiento conformance.** Entre las ventajas que se pueden lograr con un buen tratamiento conformance se encuentran:

- Generar un incremento en la producción de petróleo a través de la mejora en la eficiencia de barrido.
- Reducción en los costos operativos de producción al reducir la coproducción excesiva de agua.
- Extensión de la vida económica en yacimientos maduros.

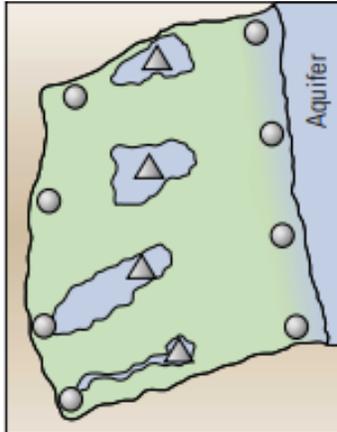
**2.6.3 Inconvenientes en un tratamiento conformance.** Los retos principales para estas aplicaciones se pueden dividir en las siguientes categorías:<sup>98</sup>

---

<sup>98</sup> SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. "Conformance problems" [En línea]. (Consultado el 26 junio de 2018) disponible en: < [http://petrowiki.org/Conformance\\_problems](http://petrowiki.org/Conformance_problems)>

**2.6.3.1 Pobre eficiencia de barrido y/o coproducción excesiva del fluido inyectado.** Sucede como resultado de un control de movilidad deficiente de los geles implementados en el tratamiento conformance (ver **Figura 15**)

**Figura 15.** Pobre eficiencia de barrido.



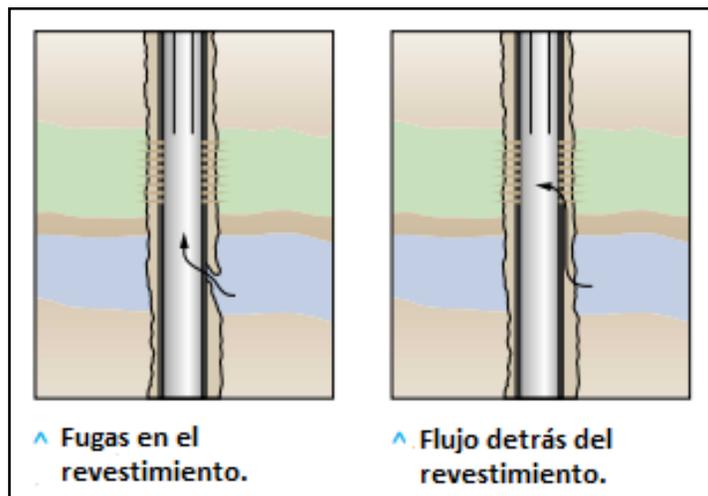
**Fuente:** Society of petroleum engineers. "Conformance problems" [En línea]. (Consultado el 26 junio de 2018) disponible en: <[http://petrowiki.org/Conformance\\_problems](http://petrowiki.org/Conformance_problems)>

**2.6.3.2 Excesiva producción de agua o gas que emana de una fuga en la tubería de revestimiento.** Ocurre cuando el agua y/o gas entra a través del revestimiento, debido a problemas mecánicos en las tuberías de revestimiento como corrosión o fallas en las uniones de la tubería (ver **Figura 16**).

**2.6.3.3 Excesiva producción de agua o gas que emana del flujo detrás del revestimiento.** Estas situaciones se presentan después de que un pozo es completado o estimulado, resultado de una mala cementación facilitando la generación de canalizaciones de agua detrás del revestimiento; estas situaciones se pueden remediar por medio de geles poliméricos o con cementaciones secundarias (ver **Figura 16**).

**2.6.3.4 Comunicación entre estratos de diferente permeabilidad.** Este problema se presenta cuando existen canales preferenciales de flujo entre estratos geológicos (fracturas) con variación en su permeabilidad. Estas situaciones se pueden tratar con sistemas de empaques, paquetes de arena, cementación secundaria o resinas; dichos tratamientos deben ser colocados selectivamente solo en los estratos geológicos de alta permeabilidad que no son productores de petróleo.

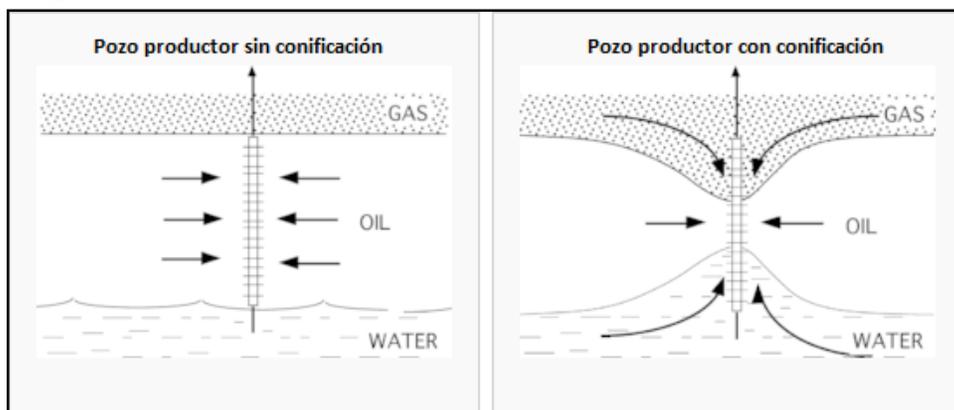
**Figura 16.** Casos de producción excesiva de agua.



**Fuente:** Society of petroleum engineers. "Conformance problems" [En línea]. (Consultado el 26 junio de 2018) disponible en: <[http://petrowiki.org/Conformance\\_problems](http://petrowiki.org/Conformance_problems)>

**2.6.3.5 Conificación de agua o gas.** Ocurre luego una reducción en la presión cerca al completamiento del pozo, generando una circulación del agua y/o el gas presente en el yacimiento hacia la zona del completamiento, por lo tanto, habrá un aumento en la producción de agua y/o gas (ver **Figura 17**).

**Figura 17.** Conificación en pozos productores.



**Fuente:** SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. "Water and gas coning" [En línea]. (Consultado el 26 junio de 2018) disponible en: <[http://petrowiki.org/Water\\_and\\_gas\\_coning](http://petrowiki.org/Water_and_gas_coning)>

**2.6.3.6 Cusping.** Ocurre cuando el agua del acuífero o el gas de la capa, fluye al pozo de producción a través de un estrato o una zona geológica inclinada; el flujo del gas se presenta con mayor frecuencia debido a la baja viscosidad y la alta

movilidad asociada del gas. En ambos casos aumentara la producción de agua o gas respectivamente.

**2.6.3.7 Condiciones de temperatura.** Todos los geles especialmente los geles de polímeros tienen un límite de temperatura por encima del cual los geles no son estables o funcionales, cabe resaltar que este límite de temperatura está directamente relacionado con la concentración del polímero, sin embargo, en promedio el límite se encuentra entre los 270° F – 300° F.

**2.6.3.8 Resistencia a la compresión.** La mayoría de los geles implementados en tratamientos conformance, presentan baja resistencia a la compresión, lo cual dificulta su uso efectivo en aperturas inesperadamente amplias (fracturas). Dicha situación se puede solventar agregando solidos a los geles.

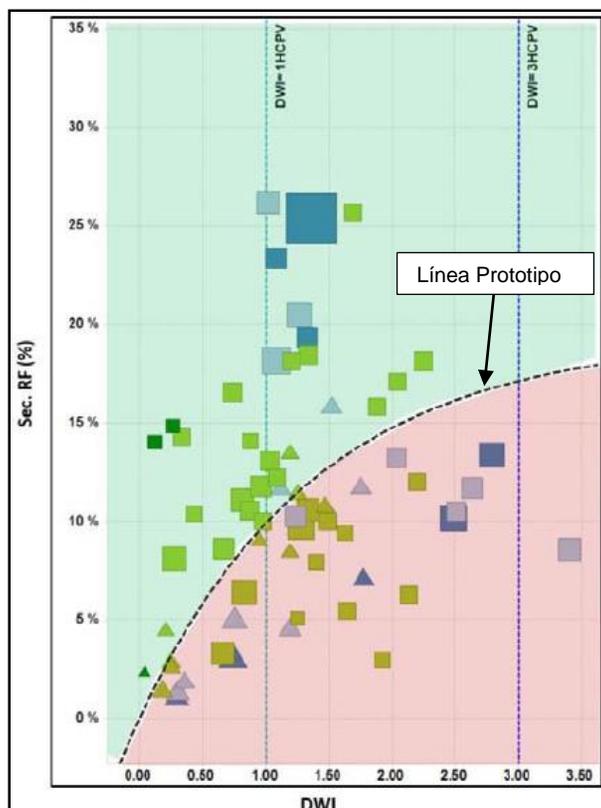
### 3. DESCRIPCIÓN DE LOS 16 PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA, PRESENTES EN EL ÁREA CIRA ESTE

En el desarrollo de este capítulo, se explicará el procedimiento que realizó la empresa soporte, para determinar los 16 patrones de inyección cuyas eficiencias areales y factores de recobro son bajos, los cuales serán objeto de estudio de los autores del presente trabajo con el objetivo de identificar los canales preferenciales por los cuales se dirige el agua inyectada.

#### 3.1 SELECCIÓN DE LOS 16 PATRONES OBJETO DE ESTUDIO

Con base en la data histórica de producción e inyección de agua, recolectada durante los últimos 13 años, la empresa Occidental de Colombia ha analizado el comportamiento de cada patrón de inyección, dentro de los análisis realizados se encuentra la construcción de la gráfica “factor de recobro secundario vs agua acumulada adimensional” (ver **Gráfica 4**) la cual permite visualizar el comportamiento de cualquier patrón de inyección con respecto a los demás patrones presentes en el área de Cira Este.

**Gráfica 4.** Factor de recobro secundario vs agua acumulada adimensional.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

En el eje Y de esta gráfica se encuentra el porcentaje de factor de recobro secundario, el cual indica la cantidad de petróleo que ha sido recuperada por medio de la inyección de agua con respecto al OOIP. En el eje x de la misma, se encuentra el agua inyectada acumulada, magnitud que expresa la acumulación de agua en términos de volumen poroso por medio de la **Ecuación 7**.

**Ecuación 7.** Agua inyectada acumulada (DWI).

$$DWI = \frac{\text{Agua acumulada en el tiempo}}{\text{Volumen Poroso}}$$

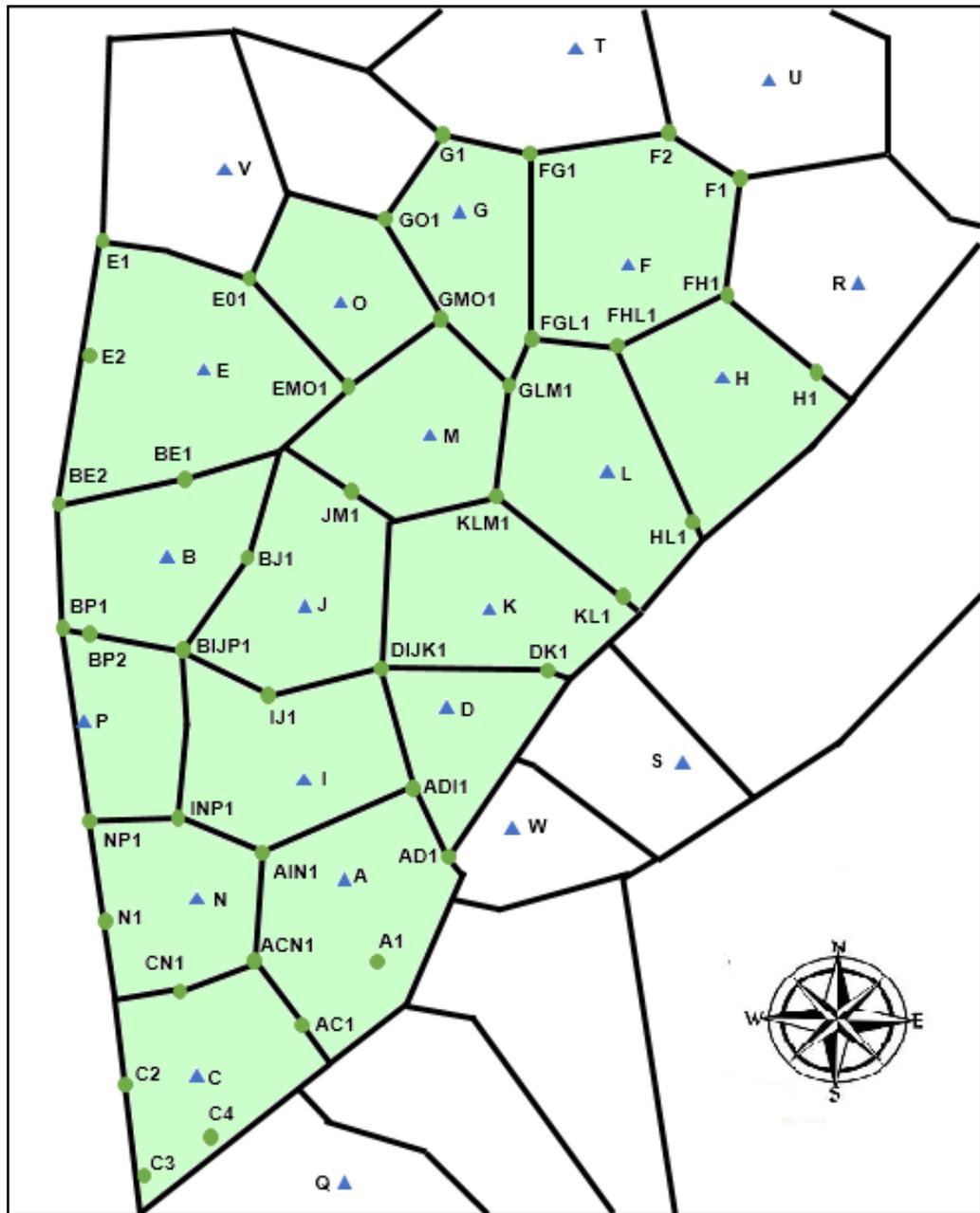
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA

El cálculo de la expresión DWI, para cada patrón de inyección permite evaluar la acumulación de agua con respecto a otro patrón de inyección sin importar que volumétricamente las zonas sean diferentes. Cada figura geométrica que se encuentra en la gráfica simboliza un patrón de inyección, si la figura es de color verde indica que el patrón aun es inmaduro, por el contrario, si la figura es de color azul hace referencia a un patrón maduro. La línea punteada simboliza el comportamiento promedio de los patrones, aquellos que se encuentren por debajo son considerados críticos, debido a que su eficiencia areal y vertical es baja causada principalmente por la existencia de zonas ladronas en las cuales la inyección de agua se está dirigiendo de manera preferencial, creando la existencia de bancos de petróleo que no han logrado ser barridos por el agua inyectada, ocasionando una menor eficiencia areal y un bajo factor de recobro.

Razón por la cual dichos patrones serán objeto de estudio por parte de los autores del presente trabajo, con el objetivo de identificar las zonas ladronas presentes en cada arreglo de inyección y así poder determinar cuáles de estos patrones serán candidatos a la implementación de la tecnología “Conformance” que permitirá una mejor eficiencia areal y vertical que se traduce finalmente en un aumento del factor de recobro.

La **Figura 18** muestra la distribución de los 16 patrones de inyección de agua, objeto de estudio los cuales hacen parte del área Cira Este

Figura 18. Arreglos de inyección área Cira Este.



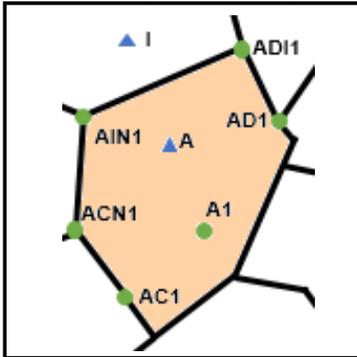
Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

### 3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PATRONES SELECCIONADOS

A continuación, se describe cada uno de los 16 patrones de inyección de agua, cabe aclarar que todos estos patrones de inyección se caracterizan por ser arreglos invertidos.

**3.2.1 Patrón A.** El patrón A, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 2**. Este arreglo limita con los patrones C, D, I, N

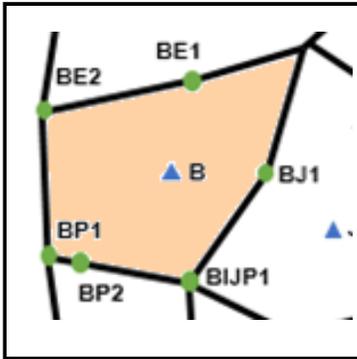
**Tabla 2.** Patrón A

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	A	57276,04
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	A1	88579,23
	AC1	44855,22
	ACN1	59289,76
	AIN1	111502,69
	AD1	23208,56
	ADI1	77095,03

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.2 Patrón B.** El patrón B, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 3**. Este arreglo limita con los patrones E, I, J, P.

**Tabla 3.** Patrón B

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	B	123220,39
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	BJ1	41630,71
	BIJP1	51323,78
	BP1	52554,65
	BP2	13576,83
	BE1	35796,32
	BE2	67285,25

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.3 Patrón C.** El patrón C, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 4**. Este arreglo limita con los patrones A, N.

**Tabla 4. Patrón C**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	C	208760,09
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	ACN1	59289,76
	AC1	44855,22
	CN1	75053,03
	C2	43268,73
	C3	49415,93
	C4	31556,56

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.4 Patrón D.** El patrón D, está conformado por 4 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 5**. Este arreglo limita con los patrones A, I, J, K.

**Tabla 5. Patrón D**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	D	109397,33
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	DIJK1	63454,2
	DK1	41573,65
	ADI1	77095,03
AD1	23208,56	

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.5 Patrón E.** El patrón E, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 6**. Este arreglo limita con los patrones B, M, O.

**Tabla 6. Patrón E.**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	E	130506,17
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	E1	7758,32
	E2	21059,69
	BE1	35796,32
	EMO1	107350,4
	BE2	67285,25
	EO1	86018,37

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.6 Patrón F.** El patrón F, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 7**. Este arreglo limita con los patrones G, H, L.

**Tabla 7. Patrón F.**

	INYECTOR	DATA ACUMULADA (BWI)
	F	132665,23
	PRODUCTOR	DATA ACUMULADA (BFP)
	FG1	33458,13
	FGL1	44967,43
	FHL1	70287,63
	FH1	53487,55
	F1	36438,34
	F2	19873,06

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.7 Patrón G.** El patrón G, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 8**. Este arreglo limita con los patrones F, L, M, O.

**Tabla 8. Patrón G.**

	INYECTOR	DATA ACUMULADA (BWI)
	G	180513,26
	PRODUCTOR	DATA ACUMULADA (BFP)
	G1	119350,51
	GO1	86366,39
	GMO1	68450,65
	GLM1	45958,65
	FGL1	44967,43
	FG1	33458,13

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.8 Patrón H.** El patrón H, está conformado por 4 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 9**. Este arreglo limita con los patrones F, L.

**Tabla 9. Patrón H.**

	INYECTOR	DATA ACUMULADA (BWI)
	H	102348,27
	PRODUCTOR	DATA ACUMULADA (BFP)
	FHL1	70287,63
	HL1	58311,27
	H1	37382,41
	FH1	53487,55

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.9 Patrón I.** El patrón I, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 10**. Este arreglo limita con los patrones A, B, D, J, K, N, P.

**Tabla 10. Patrón I.**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	I	132182,58
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	BIJP1	51323,78
	INP1	115682,97
	AIN1	111502,69
	ADI1	77095,03
	DIJK1	63454,2
	IJ1	95594,85

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.10 Patrón J.** El patrón J, está conformado por 5 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 11**. Este arreglo limita con los patrones B, D, I, K, M, P.

**Tabla 11. Patrón J.**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	J	62502,14
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	BIJP1	51323,78
	BJ1	41630,71
	JM1	36410,62
	DIJK1	63454,2
IJ1	95594,85	

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.11 Patrón K.** El patrón K, está conformado por 4 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 12**. Este arreglo limita con los patrones D, I, J, L, M.

**Tabla 12. Patrón K**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	K	64249,06
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	DIJK1	63454,2
	DK1	41573,65
	KL1	10879,87
KLM1	67786,48	

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.12 Patrón L.** El patrón L, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 13**. Este arreglo limita con los patrones F, G, H, K, M.

**Tabla 13. Patrón L.**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	L	114146,63
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	KLM1	67786,48
	GLM1	45958,65
	FGL1	44967,43
	FHL1	70287,63
	HL1	58311,27
	KL1	10879,87

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.13 Patrón M.** El patrón M, está conformado por 5 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 14**. Este arreglo limita con los patrones E, G, J, K, L, O.

**Tabla 14. Patrón M.**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	M	128129,66
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	EMO1	107350,4
	GMO1	68450,65
	JM1	36410,62
	GLM1	45958,65
KLM1	67786,48	

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.14 Patrón N.** El patrón N, está conformado por 6 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 15**. Este arreglo limita con los patrones A, C, I, P.

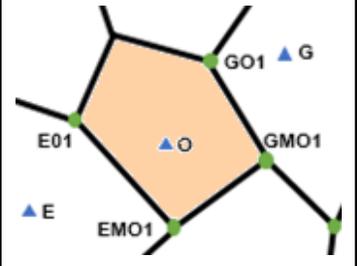
**Tabla 15. Patrón N.**

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	N	166551,56
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	NP1	70568,53
	INP1	115682,97
	AIN1	111502,69
	ACN1	59289,76
	CN1	75053,03
	N1	20123,31

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.15 Patrón O.** El patrón O, está conformado por 4 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 16**. Este arreglo limita con los patrones E, G, M.

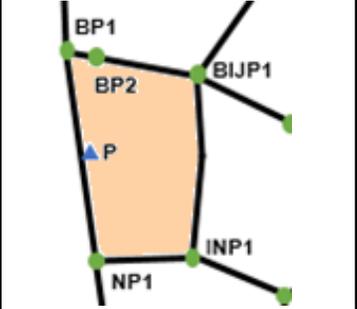
**Tabla 16.** Patrón O.

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	O	101986,79
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	EO1	86018,37
	EMO1	107350,4
	GMO1	68450,65
GO1	86366,39	

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

**3.2.16 Patrón P.** El patrón P, está conformado por 5 pozos productores cuya información se logra apreciar en la **Tabla 17**. Este arreglo limita con los patrones B, I, J, N.

**Tabla 17.** Patrón P.

	<b>INYECTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BWI)</b>
	P	132323,06
	<b>PRODUCTOR</b>	<b>DATA ACUMULADA (BFP)</b>
	BP1	52554,65
	BP2	13576,83
	INP1	115682,97
NP1	70568,53	

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

## 4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO CRM PARA LOS 16 PATRONES CANDIDATOS A CONFORMANCE

En este capítulo, se realizará la implementación del modelo de capacidad resistiva basado en productor CRMP; para cada uno de los 16 patrones de inyección de agua que conforman el área Cira Este; mediante la macro de Excel suministrada por la compañía a los autores del presente trabajo de grado, del cual primero se realizará una breve descripción. A partir de los resultados obtenidos se procederá en el siguiente capítulo con el análisis técnico que permitirá definir los patrones candidatos a la aplicabilidad del tratamiento conformance.

### 4.1 MACRO DE EXCEL

Una macro de Excel es una acción o conjunto de acciones almacenados dentro de un archivo de manera que se pueden ejecutar todas las veces que sea necesario, son útiles por que permiten la automatización de tareas repetitivas. Las macros se escriben en un lenguaje de computadora especial que es conocido como Visual Basic for Applications, este lenguaje permite la creación y/o modificación de las macros que se tengan disponibles.<sup>99</sup>

El lenguaje de programación de la macro, correspondiente al modelo de capacidad resistiva basado en productor (CRMP) utilizado para el desarrollo del presente trabajo de grado se encuentra en el **Anexo A**.

### 4.2 PREMISAS

**4.2.1 Datos Necesarios.** Se dispone de las coordenadas, la data histórica de producción e inyección de todos los pozos que conforman los arreglos de inyección del área operativa Cira Este.

**4.2.2 Data de Geología.** Esta macro no contempla la data geológica, sin embargo, corridas previas realizadas por la empresa soporte permitieron concluir que dichas corridas tienen muy buenas aproximaciones con respecto a corridas realizadas en simuladores que si tienen en cuenta la data geológica.

**4.2.3 Data Histórica.** La data histórica de producción e inyección corresponde a información desde el año 2005 hasta noviembre del 2017

**4.2.4 Presión de Inyección.** Para las corridas realizadas por los autores del presente trabajo de grado no se tendrán en cuenta las presiones de inyección, debido a que esa data no se tiene disponible.

---

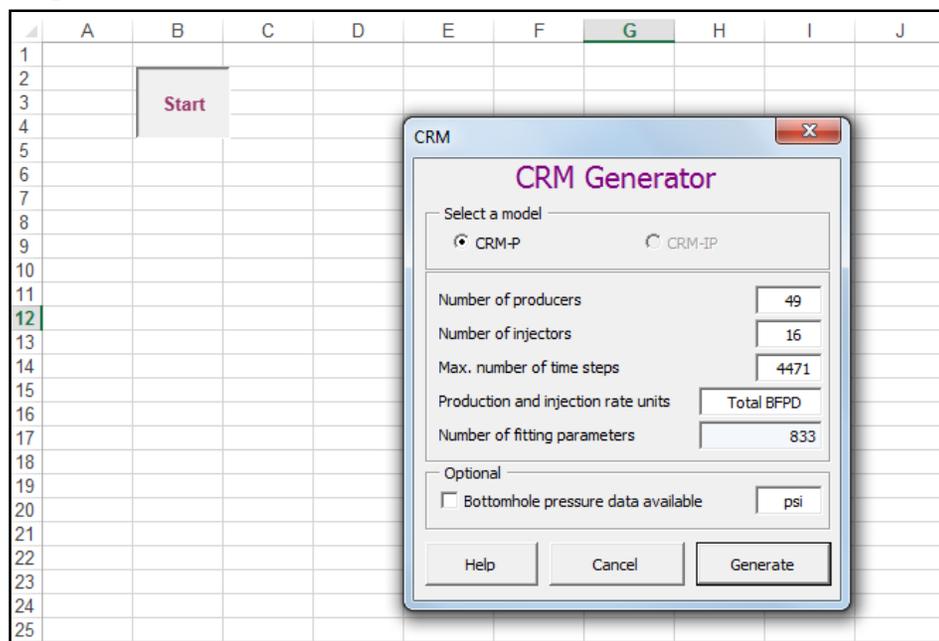
<sup>99</sup> MICROSOFT. "Crear una Macro" [En línea]. (Consultado el 31 marzo de 2018) disponible en: <<https://support.office.com/es-es/article/inicio-r%C3%A1pido-crear-una-macro-741130ca-080d-49f5-9471-1e5fb3d581a8>>

**4.2.5 Radio de Investigación.** La variación del radio de drenaje se realizará con radios de 200 m, 300 m, y 400 m con la finalidad de validar si existen conexiones entre pozos inyectoros y productores de segunda línea.

### 4.3 PROCEDIMIENTO PARA EL USO DEL MODELO DE CAPACIDAD RESISTIVA (CRM)

**4.3.1 Paso 1.** Al abrir la macro de Excel se observa el botón “Start” al hacer clic en este botón se desplegará una ventana llamada CRM Generator como se aprecia en la **Figura 19**. En esta ventana se debe especificar el modelo que se usará, (como se mencionó anteriormente el modelo que se implementará es el CRMP), posteriormente se debe ingresar el número de pozos productores e inyectoros que conforman los arreglos, de igual manera se especifica el número máximo de iteraciones, este valor dependerá de la cantidad de datos de inyección y producción que se tengan disponibles, luego se define la unidad con que se trabajará (BFPD). Se deja deseleccionada la opción “Bottomhole pressure data available” debido a que no se tienen disponibles los datos de presión. Por último, se hace clic en “Generate” para crear el modelo.

**Figura 19.** CRM Generator



**4.3.2 Paso 2.** Al crear el modelo, se genera un nuevo documento como lo muestra la **Figura 20**. Allí aparecen unas series de hojas y en algunas de ellas se debe ingresar cierta información.

**Figura 20. Modelo Generado**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1																	
2																	
3		1	2	3	4	5											
4		Run Tank Model	Set Hist. Match	Reduce Params.	Set Radial Cutoff	Initial Guess											
5							Settings	Compare Map									
6		6	7	8	9	10											
7		Solve Inline	Solve all-at-once	Graph Results	Map Results	Generate Report											
8																	
9																	
10		Report Summary															
11		Capacitance-Resistive Model			CRMP												
12		Number of producers			49												
13		Number of injectors			16												
14		Number of time steps			4471												
15		Start date of history matching			N/A												
16		End date of history matching			N/A												
17		Reduce parameters			No												
18		Radial cutoff around each prod.			No												
19		Normalized initial guesses			No												
20		Solved model			No												
21		Number of parameters			833												
22																	
23																	
24																	
25																	
26																	
27																	
28																	
29																	
30																	
31																	
32																	
33																	
34																	
35																	
36																	

**4.3.3 Paso 3.** Una de las hojas en las cuales se debe ingresar información, es la hoja “Total Production” allí se debe ingresar la data de producción total de los pozos, como se logra apreciar en la **Figura 21.**

**Figura 21. Ingreso Data de producción total**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1														
2		Total (Oil + Water) Production Data (Total BFPD)												
3		Date	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
4		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
5		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
7		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
8		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
9		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
10		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
11		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
13		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
14		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
15		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
16		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
17		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
18		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
19		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
20		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
21		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
22		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
23		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
24		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
25		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
26		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
27		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
28		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
29		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
30		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
31		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
32		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
33		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
34		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
35		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
36														

**4.3.4 Paso 4.** Otra hoja en la cual se debe ingresar información, es la hoja “Injection” en esta, se debe ingresar la data de inyección de cada arreglo de inyección de agua, este procedimiento se logra apreciar en la **Figura 22.**

**Figura 22. Ingreso Data de inyección.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1														
2		Injection Data (Total BFPD)												
3		Date	i1	i2	i3	i4	i5	i6	i7	i8	i9	i10	i11	i12
4		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
5		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
7		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
8		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
9		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
10		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
11		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
13		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
14		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
15		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
16		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
17		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
18		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
19		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
20		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
21		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
22		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
23		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
24		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
25		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
26		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
27		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
28		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
29		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
30		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
31		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
32		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
33		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
34		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
35		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
36		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Total Production	Injection	Coordinates	Distances	History Matching	Connectivities	History & Forecast Estimates	Generator	Case Summary				

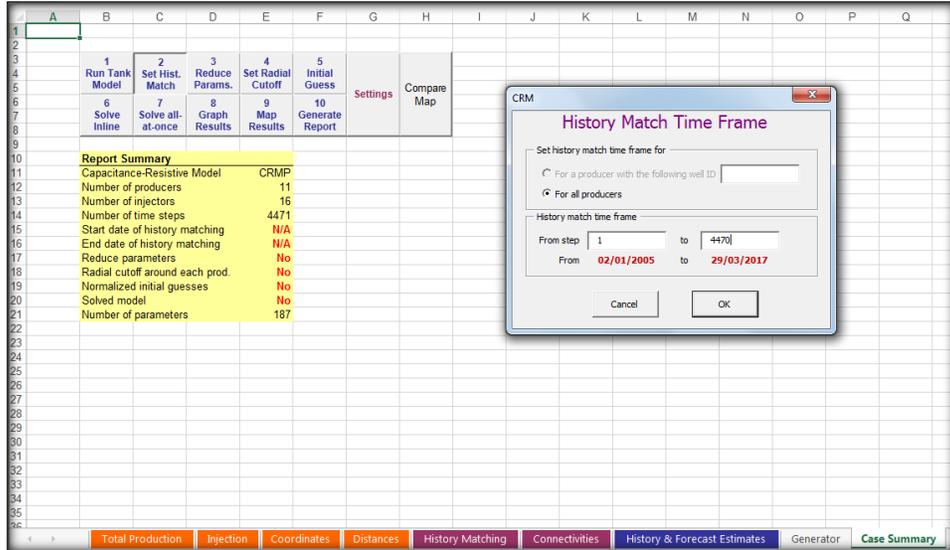
**4.3.5 Paso 5.** Por ultimo al hacer clic en la hoja “Coordinates”, se deben ingresar las coordenadas de todos los pozos productores e inyectores, este procedimiento se logra apreciar en la **Figura 23.**

**Figura 23. Ingreso Coordenadas de los pozos.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1														
2		Prod. ID	X Coordinat	Y Coordinat	Inj. ID	X Coordinat	Y Coordinate							
3		P1			i1									
4		P2			i2									
5		P3			i3									
6		P4			i4									
7		P5			i5									
8		P6			i6									
9		P7			i7									
10		P8			i8									
11		P9			i9									
12		P10			i10									
13		P11			i11									
14		P12			i12									
15		P13			i13									
16		P14			i14									
17		P15			i15									
18		P16			i16									
19		P17												
20		P18												
21		P19												
22		P20												
23		P21												
24		P22												
25		P23												
26		P24												
27		P25												
28		P26												
29		P27												
30		P28												
31		P29												
32		P30												
33		P31												
34		P32												
35		P33												
36		P34												
		Total Production	Injection	Coordinates	Distances	History Matching	Connectivities	History & Forecast Estimates	Generator	Case Summary				

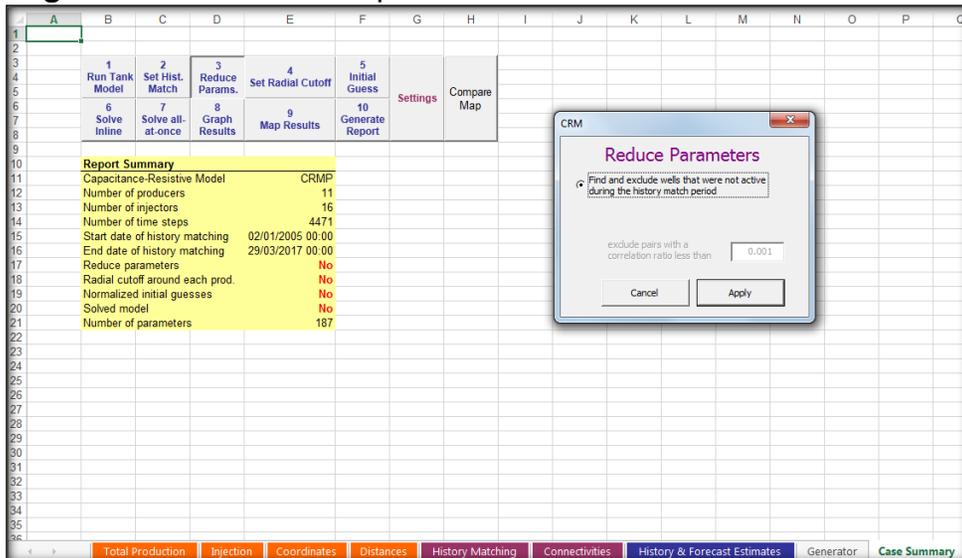
**4.3.6 Paso 6.** Se regresa a la hoja “Case Summary”, el botón “1 Run Tank Model” no se le debe hacer clic debido a que el modelo que se va a implementar es el CRMP no el modelo basado en Tanque. Por lo cual se procede a hacer clic en el botón “2 Set History Match” en el cual se especifica el periodo de tiempo en el cual se realizará la corrida, como se logra apreciar en la **Figura 24.**

**Figura 24. Especificación History Match.**



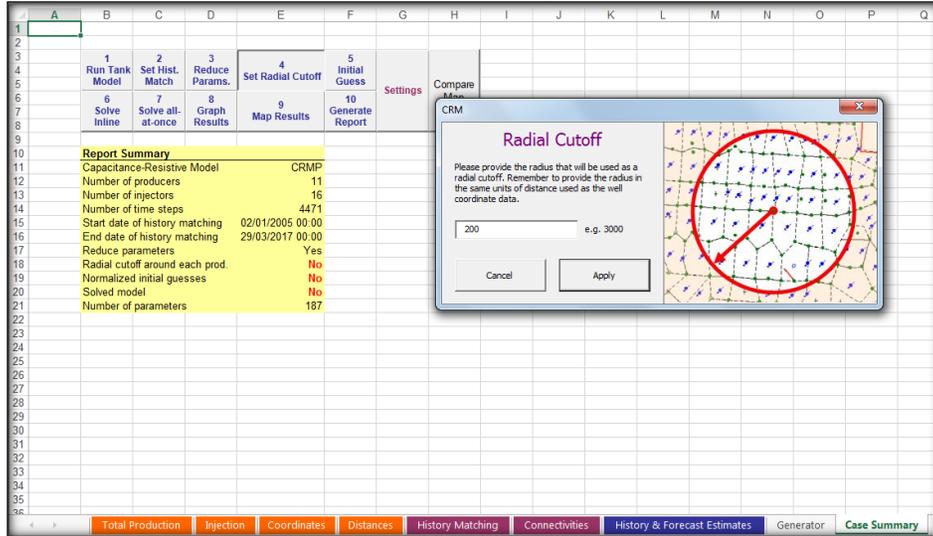
**4.3.7 Paso 7.** Se hace clic en el botón “3 Reduce Parameters” con el objetivo de encontrar y excluir los pozos que no se encuentran activos durante el periodo de tiempo definido en el paso anterior; cómo se logra observar en la **Figura 25**.

**Figura 25. Reducción de parámetros.**



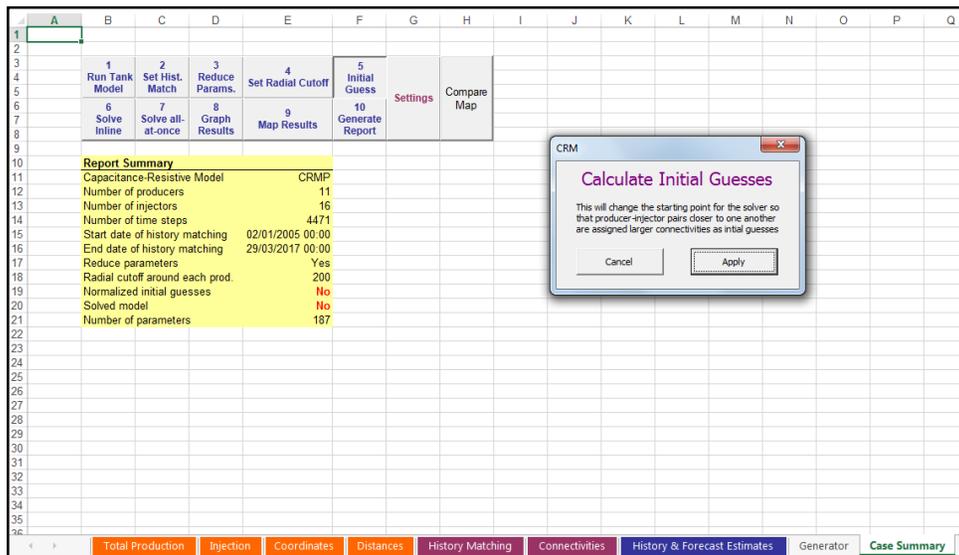
**4.3.8 Paso 8.** Se hace clic en el botón “4 Set Radial Cutoff” con la finalidad de variar el radio de investigación y así poder determinar si algún pozo inyector tiene conectividades con pozos productores de segunda o tercera línea, este procedimiento se logra apreciar en la **Figura 26**.

**Figura 26. Variación Radio de Investigación.**



**4.3.9 Paso 9.** Se hace clic en el botón “5 Initial Guess” para cambiar el punto de inicio de la corrida de modo que las parejas de pozos productor-inyector más cercanas se emparejen y se les pueda asignar las conectividades, como se logra apreciar en la **Figura 27**.

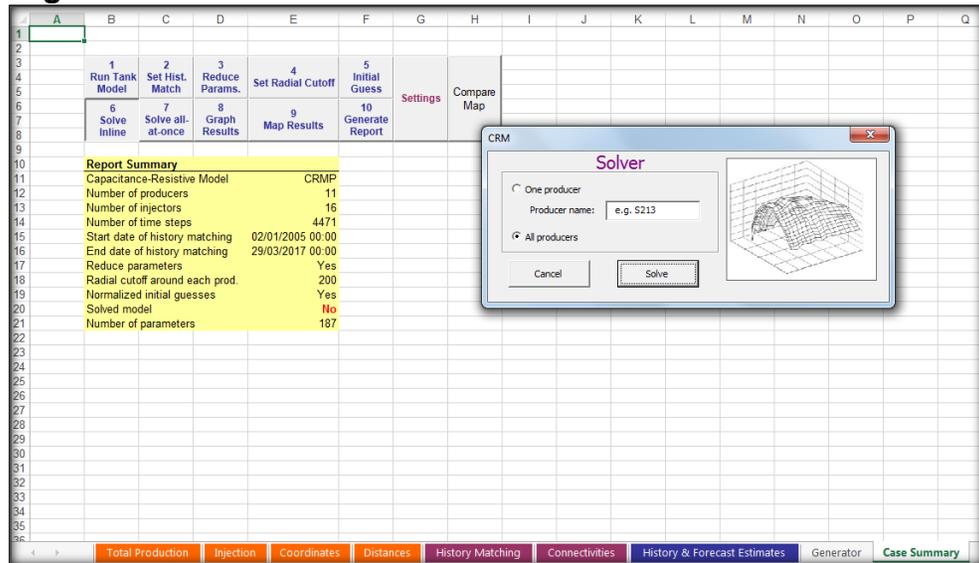
**Figura 27. Initial Guess.**



**4.3.10 Paso 10.** Se hace clic en el botón “6 Solve Inline” para que la macro realice la corrida pozo a pozo, allí se debe especificar que dicho procedimiento lo realice para todos los pozos productores y no un productor en específico; el botón “7 Solve All-at-Once”, evalúa todos los pozos simultáneamente; sin embargo este procedimiento no se llevará a cabo por parte de los realizadores del presente

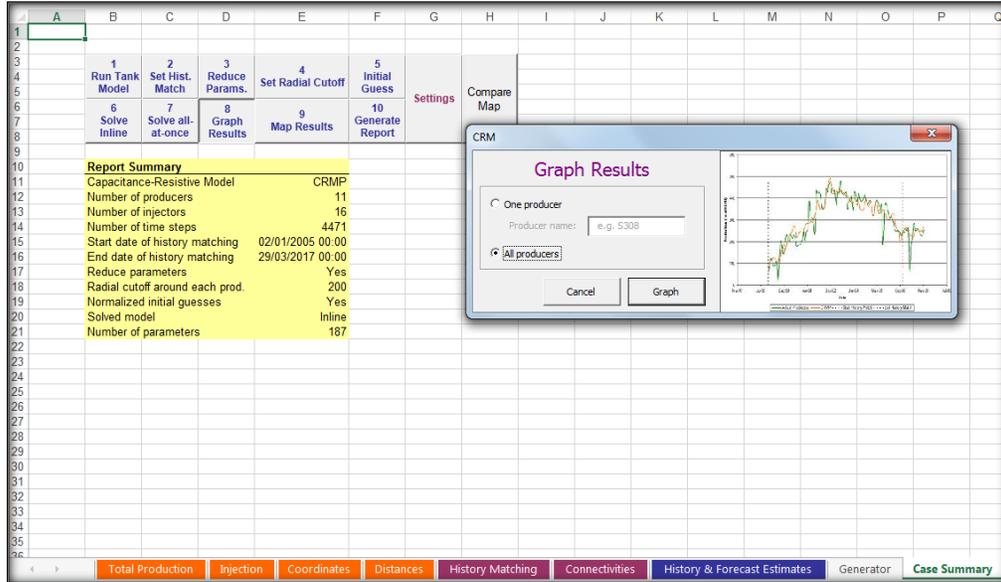
trabajo de grado debido a que los resultados arrojados en este paso tienen un mayor rango de incertidumbre con respecto al procedimiento “6 Solve Inline”, dicho procedimiento se logra apreciar en la **Figura 28**.

**Figura 28. Solve Inline**



**4.3.11 Paso 11.** Luego de esperar unos pocos minutos, mientras la macro genera la corrida, se procede a dar clic en el botón “8 Graph Results” allí se nos preguntara si se desea ver la gráfica de resultados de un pozo productor en específico o por el contrario las gráficas de todos los productores, para este caso se escoge la opción “All Producers” dichas graficas permiten determinar si se ajusta el comportamiento real de los pozos productores con respecto al comportamiento simulado; este procedimiento se logra apreciar en la **Figura 29**. Las gráficas generadas se logran apreciar en la hoja “Graph All”. De igual manera la macro crea la hoja “Graph of Field” en donde se puede visualizar el comportamiento total del campo durante ese periodo de tiempo.

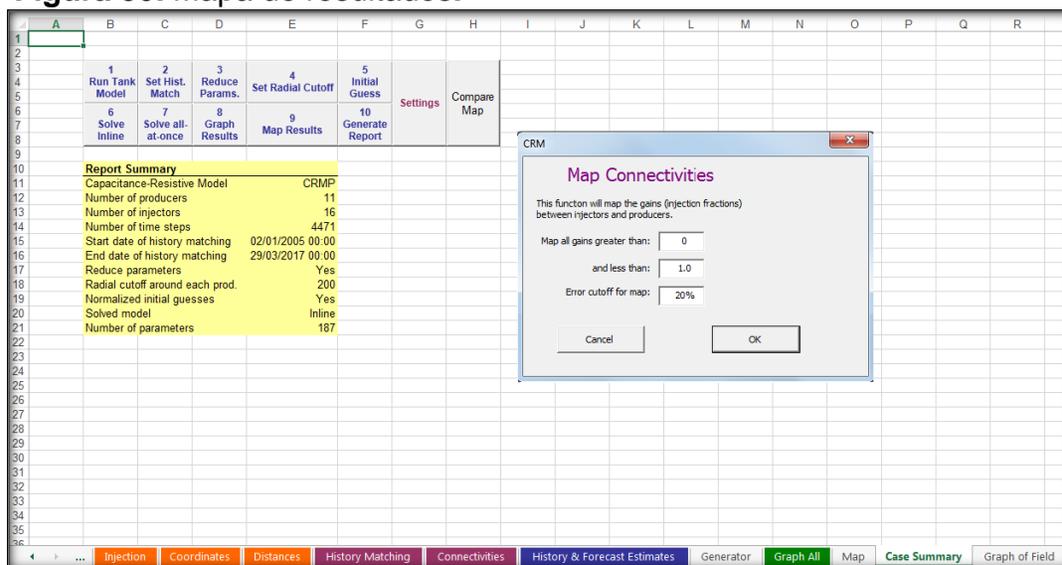
**Figura 29. Graph Results**



**4.3.12 Paso 12.** Al hacer clic en el botón “9 Map Results” se desplegará una ventana emergente en la cual se debe especificar un porcentaje cutoff a partir del cual la conexión entre pozo inyector y productor es significativa, para el presente trabajo de grado se usará un parámetro cutoff del 5%. Luego se procede a aceptar los cambios generados y la macro procede a crear el mapa completo del área de estudio conformado por los arreglos; junto con las conectividades entre pozos inyectores y productores, las líneas cuyo grosor es más pronunciado indican que la conectividad entre el respectivo pozo productor e inyector es más eficiente, por el contrario, si el grosor de la línea es poco la conectividad entre pozo inyector-productor no es eficiente. Este procedimiento se logra apreciar en la **Figura 30**.

**Observación:** los botones “10 Generate Report”, “Settings”, “Compare Map” aún no se han programado por parte de la empresa, razón por la cual no se usarán en el presente trabajo de grado.

**Figura 30.** Mapa de resultados.



#### 4.4 VALIDACIÓN DEL MODELO CRMP

A partir del año 2005 se implementó una serie de modificaciones en el proceso de inyección de agua en todo el Campo La Cira Infantas, dicho proceso involucró el cambio de sartas de inyección por unas sartas selectivas de mandriles donde cada mandril abarca un intervalo de arenas en específico (ver **Tabla 1**), permitiendo una inyección independiente en las diferentes arenas productoras, sin embargo, actualmente hay patrones de inyección que presentan una baja eficiencia areal y en consecuencia un factor de recobro menor al esperado.<sup>100</sup>

Un piloto de inyección de trazadores fue ejecutado en dos patrones de inyección, localizados en el área operativa Cira Sur, el propósito de seleccionar el patrón uno era comparar los resultados del patrón aislado con respecto el grupo de patrones presentes en el área. El patrón dos fue seleccionado para un análisis previo a la ejecución de un tratamiento de polímeros, para verificar o descartar la presencia de posibles zonas ladronas. Para ambos patrones el proceso se llevó a cabo por medio de las sartas selectivas donde en cada mandril se inyecta una única familia de trazador. En la **Tabla 18** se presenta un resumen de los mandriles seleccionados para cada patrón escogido en el área Cira Sur.<sup>101</sup>

<sup>100</sup> MORALES, Victor, et al. Inter Well Tracer Test Results in the Mature Oil Field La Cira Infantas. En: Society of Petroleum Engineers. Abril, 2018, SPE 190315. p. 3

<sup>101</sup> Ibid., p. 10

**Tabla 18.** Resumen proceso de trazadores, área Cira Sur

Área	Pozo Inyector	Mandril	No. de unidades de arenas expuestas	Unidades de Arenas
Área C	Patrón 1	M2/M3	2	C3Cb - C4
		M5/M6/M7	3	C2 - C2Dt - Gtb
	Patrón 2	Todo el pozo	9	Desde C1 hasta C5

**Fuente:** MORALES, Victor, et al. Inter Well Tracer Test Results in the Mature Oil Field La Cira Infantas. En: Society of Petroleum Engineers. Abril, 2018, SPE 190315. p. 3. Modificado por los autores.

Los trazadores usados en este procedimiento fueron los ácidos fluorobenzoicos (FBA), estos trazadores son detectados y cuantificados por medio de un proceso de cromatografía de gases que detecta concentraciones inferiores a 1 ppt. La **Tabla 19** presenta la familia de FBA usados para el procedimiento llevado a cabo en el área Cira Sur<sup>102</sup>

**Tabla 19.** Trazadores empleados en el área Cira Sur.

Área	Pozo Inyector	Mandril	Familia de Trazador
Área C	Patrón 1	M2/M3	3,5 FBA
		M5/M6/M7	2 FBA
	Patrón 2	Todo el pozo	4 FBA

**Fuente:** MORALES, Victor, et al. Inter Well Tracer Test Results in the Mature Oil Field La Cira Infantas. En: Society of Petroleum Engineers. Abril, 2018, SPE 190315. p. 3. Modificado por los autores.

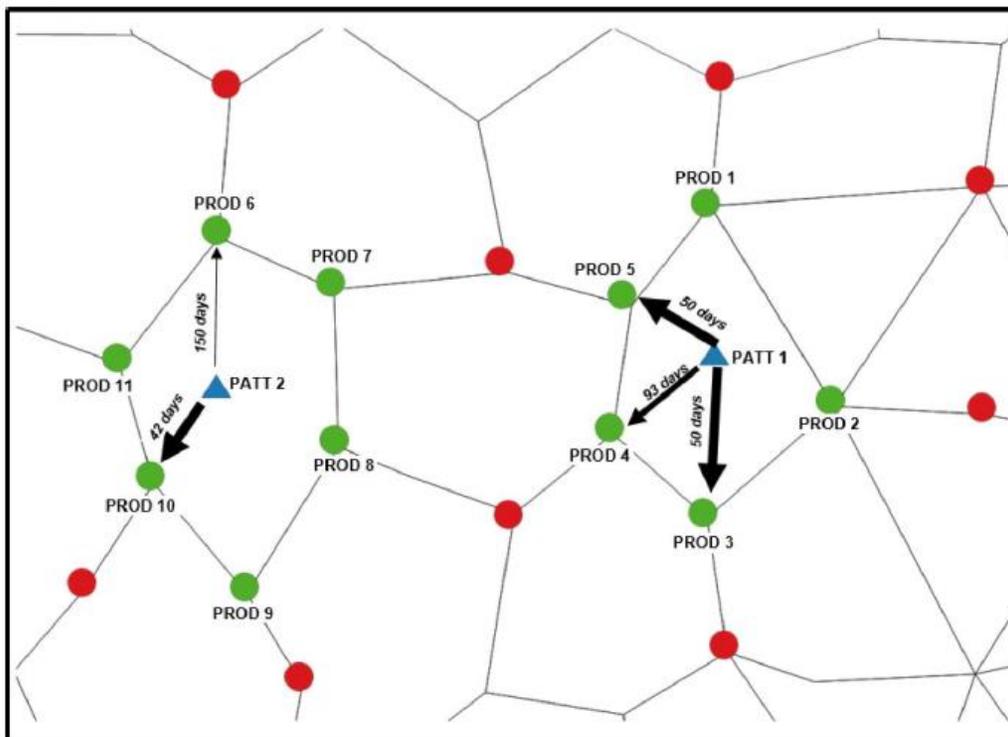
Para el patrón uno los resultados obtenidos fueron los siguientes: el avance del grupo de trazadores inyectados por los mandriles M2/M3 fueron detectados en los pozos productores tres y cinco después de 50 días de inyectados los trazadores, pasados 93 días de la inyección de los trazadores estos fueron detectados en el pozo productor cuatro, para los pozos productores uno y dos no se encontraron presencias del trazador durante el periodo de tiempo del proyecto.<sup>103</sup>

Para el patrón dos, el avance del trazador inyectado fue detectado en el pozo productor diez después de 42 días de implementarse la inyección. La **Figura 31** presenta un esquema de los resultados obtenidos luego de implementar la inyección de los trazadores químicos.

<sup>102</sup> Ibid., p. 11-12

<sup>103</sup> Ibid., p. 15-16

**Figura 31.** Avances del trazador para el patrón uno y patrón dos.



**Fuente:** MORALES, Victor, et al. Inter Well Tracer Test Results in the Mature Oil Field La Cira Infantas. En: Society of Petroleum Engineers. Abril, 2018, SPE 190315. p. 16

A partir de los resultados obtenidos, la empresa Occidental de Colombia, adecuó el Modelo de Capacidad Resistiva hasta lograr obtener la reproducción de las conectividades obtenidas, dichas conectividades fueron validadas por los autores del presente trabajo de grado, siguiendo el procedimiento descrito en la sección 4.3

La validación de las conectividades se logró hacer por medio de cuatro periodos de tiempo diferentes. Dichos periodos de tiempo fueron escogidos por presentar diferencia en la configuración de los siete mandriles de la sarta de inyección. En cada periodo de tiempo se evaluaron las conectividades entre pozo inyector-productor variando el radio de investigación (200 m, 300m, 400m)

En la **Figura 32** se logra apreciar el primer periodo de estudio, este periodo fue determinado como objeto de análisis por las siguientes razones: el mandril seis se encontraba cerrado, los mandriles cinco, cuatro y dos presentaron fallas en las válvulas reguladoras de flujo.

**Figura 32.** Primer periodo de estudio (26-febrero-2012 / 19-marzo-2013)

Mandril	Intervalo	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	26-feb-12	08-mar-12	11-abr-12	09-may-12	04-ago-12	26-oct-12	19-mar-13
7	1	3.068	3.074	6	C1	101	0	0	0	0	0	0	0
	2	3.090	3.100	10	C1	160	0	0	0	0	0	0	0
	3	3.114	3.126	12	C1	259	1.017	606	253	423	310	503	412
6	4	3.173	3.177	4	C1Ab	16							
	5	3.188	3.196	8	C2	501	0	0	0	0	0	0	16
	6	3.202	3.212	10	C2	1.155							
5	7	3.230	3.250	20	C2Dt	279	262	0	0	62	0	51	246
	8	3.256	3.264	8	C2Dt	421							
	9	3.273	3.294	21	Gtb	246	0	0	0	0	276	68	322
4	10	3.316	3.326	10	C3	316	0	0	145	0	0	0	0
	11	3.356	3.366	10	C3	420	0	0	200	0	248	0	0
3	12	3.380	3.390	10	C3	172	282	713	0	352	140	400	466
	13	3.398	3.405	7	C3Cb	349							
	14	3.410	3.416	6	C3Cb	311	199	144	484	481	485	482	40
	15	3.421	3.432	11	C3Cb	642							
2	16	3.492	3.497	5	C4	114	0	4	112	0	0	0	0
	17	3.501	3.511	10	C4	368							
	18	3.516	3.519	3	C4-C	171							
	19	3.525	3.530	5	C4Cb-C	110							
	20	3.538	3.540	2	C4Cb-C	55							
	21	3.543	3.546	3	C4Cb-C	58							
	22	3.549	3.551	2	C4Cb-C	91							
1	23	3.585	3.610	25	C4Cb-C	467	514	618	446	644	0	327	108
	24	3.640	3.644	4	C5-C	96							
						<b>Q Total</b>	<b>2.274</b>	<b>2.085</b>	<b>1.640</b>	<b>1.962</b>	<b>1.459</b>	<b>1.831</b>	<b>1.610</b>

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA

Los resultados obtenidos al usar el modelo CRM no lograron reproducir todas las conectividades observadas con el trazador (ver **Figura 31**) porque el agua inyectada no desplazó los hidrocarburos presentes en las arenas C1Ab, C2, C2Dt, GTb, C3, C4, C4Cb debido a que los mandriles asociados a estas zonas (seis, cinco, cuatro, dos; respectivamente) se encontraban cerrados, o presentaron fallas en las válvulas reguladoras de flujo durante su funcionamiento.

En la **Figura 33** se logra apreciar el segundo periodo de estudio, este periodo fue determinado como objeto de análisis por las siguientes razones: los mandriles dos y uno estaban cerrados, los mandriles seis, cinco y cuatro presentaron inconvenientes con sus respectivas válvulas de flujo, el mandril tres funcionó hasta el mes de octubre del 2014 posteriormente tuvo que ser cerrado.

**Figura 33.** Segundo periodo de estudio (12-julio-2013 / 10-febrero-2015)

Mandril	Intervalo	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	12-jul-13	13-dic-13	29-oct-14	27-nov-14	18-dic-14	10-feb-15
7	1	3.068	3.074	6	C1	101	0	0	0	0	0	2.146
	2	3.090	3.100	10	C1	160	0	0	0	792	0	
	3	3.114	3.126	12	C1	259	99	903	0	1.063	1.957	
6	4	3.173	3.177	4	C1Ab	16			0			0
	5	3.188	3.196	8	C2	501	46	0	424	0	0	
	6	3.202	3.212	10	C2	1.155			0			
5	7	3.230	3.250	20	C2Dt	279						49
	8	3.256	3.264	8	C2Dt	421	48	149	60	0	21	
	9	3.273	3.294	21	Gtb	246	787	97	127	138	29	
4	10	3.316	3.326	10	C3	316	837	19	0	94	63	21
	11	3.356	3.366	10	C3	420			0	0		
	12	3.380	3.390	10	C3	172			202	0		
	13	3.398	3.405	7	C3Cb	349						9
	14	3.410	3.416	6	C3Cb	311	0	893	842	0	0	
	15	3.421	3.432	11	C3Cb	642						
2	16	3.492	3.497	5	C4	114	0	0	0	0	0	0
	17	3.501	3.511	10	C4	368						
	18	3.516	3.519	3	C4-C	171						
	19	3.525	3.530	5	C4Cb-C	110						
	20	3.538	3.540	2	C4Cb-C	55						
	21	3.543	3.546	3	C4Cb-C	58						
	22	3.549	3.551	2	C4Cb-C	91						
1	23	3.585	3.610	25	C4Cb-C	467	0	0	0	0	0	0
	24	3.640	3.644	4	C5-C	96						
Q Total							1.817	2.061	1.655	2.087	2.070	2.225

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA

Los resultados obtenidos al usar el modelo CRM no fueron capaces de reproducir las conectividades observados con el trazador (ver **Figura 31**) debido a que en este periodo de tiempo el agua inyectada se dirigió por los mandriles siete al cuatro, provocando que los hidrocarburos de las arenas asociadas a estos mandriles (C1, C1Ab, C2, C2Dt, Gtb, C3) fueran desplazados por el agua inyectada, por el contrario los hidrocarburos presentes en las arenas restantes (C3Cb, C4, C4Cb) no fueron desplazados por el agua inyectada debido a que los mandriles asociados a dichas arenas tuvieron que ser cerrados por fallas en las válvulas reguladoras de flujo (Mandriles tres al uno).

En la **Figura 34** se logra apreciar el tercer periodo de estudio, este periodo fue determinado como objeto de análisis por la siguiente razón principal: se llevaron a cabo modificaciones en toda la sarta de inyección, estas reformas incluyeron el cambio de las válvulas reguladores de flujo para cada mandril de inyección.

**Figura 34.** Tercer periodo de estudio (10-julio-2015 / 8-marzo-2016)

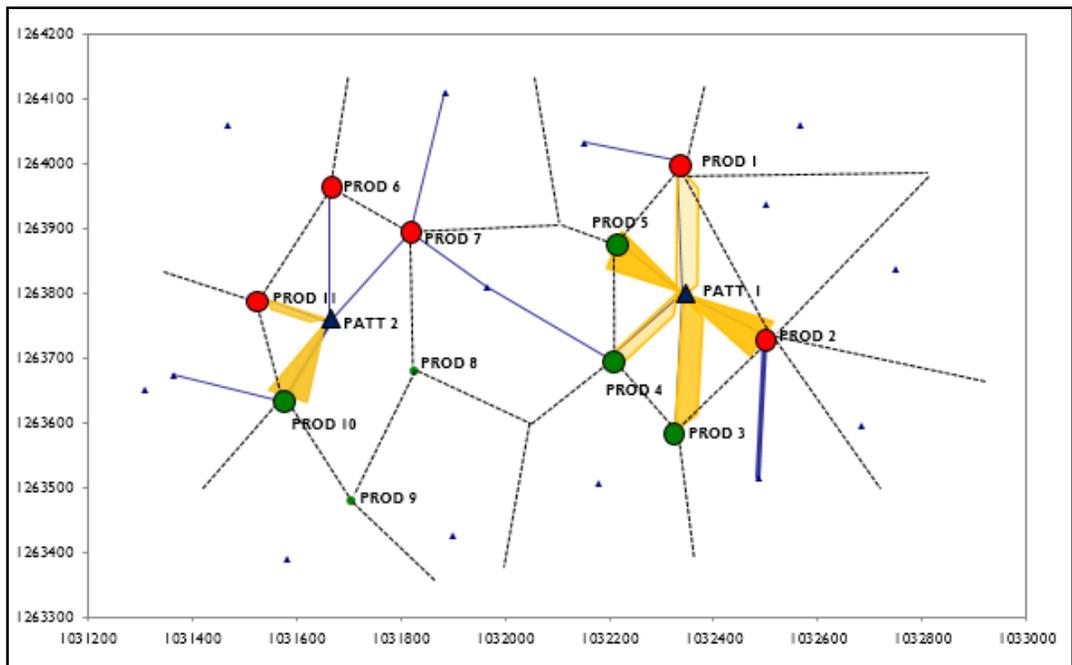
Mandril	Intervalo	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	11-may-15	02-jul-15	10-jul-15	19-dic-15	02-ene-16	20-ene-16	08-mar-16
7	1	3.068	3.074	6	C1	101	150	2,25	224	28	223	5,00	460
	2	3.090	3.100	10	C1	160							
	3	3.114	3.126	12	C1	259							
6	4	3.173	3.177	4	C1Ab	16	250	4,00	290	449	586	3,00	150
	5	3.188	3.196	8	C2	501							
	6	3.202	3.212	10	C2	1.155							
5	7	3.230	3.250	20	C2Dt	279	400	4,50	450	179	54	6,50	199
	8	3.256	3.264	8	C2Dt	421							
	9	3.273	3.294	21	Gtb	246							
4	10	3.316	3.326	10	C3	316	250	3,50	352	70	167	6,00	441
	11	3.356	3.366	10	C3	420							
3	12	3.380	3.390	10	C3	172	200	3,25	215	124	91	4,25	393
	13	3.398	3.405	7	C3Cb	349							
	14	3.410	3.416	6	C3Cb	311							
	15	3.421	3.432	11	C3Cb	642							
2	16	3.492	3.497	5	C4	114	250	3,50	253	140	0	4,50	171
	17	3.501	3.511	10	C4	368							
	18	3.516	3.519	3	C4-C	171							
	19	3.525	3.530	5	C4Cb-C	110							
	20	3.538	3.540	2	C4Cb-C	55							
	21	3.543	3.546	3	C4Cb-C	58							
	22	3.549	3.551	2	C4Cb-C	91							
1	23	3.585	3.610	25	C4Cb-C	467	400	4,00	348	297	769	4,75	566
	24	3.640	3.644	4	C5-C	96							

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA

Los resultados obtenidos al usar el modelo CRM fueron capaces de reproducir las conectividades observados con el trazador (ver **Figura 31**) debido a que en este periodo de tiempo el agua inyectada se dirigió uniformemente por todos los mandriles asociados a las arenas productoras (C1, C1Ab, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb, C4, C4Cb).

Los resultados obtenidos con el modelo CRM, para este periodo de tiempo se logran apreciar en la **Grafica 5**. Estos resultados fueron observados al desarrollar el modelo CRM con un radio de drenaje de 300m. razón por la cual es considerado como el periodo más representativo, debido a que la reproducción de las conectividades entre los pozos inyector-productor se asemejan a las conectividades observadas con la implementación de los trazadores químicos (ver **Figura 31**).

**Gráfica 5.** Conectividades observadas en el área operativa Cira Sur.



CONVENCIONES			
	Pozo Productor		Productores en donde coincide CRM con Trazador
	Pozo Inyector		Productores en donde no coincide CRM con Trazador
	Arreglo		Conectividades de mayor tendencia
	Conectividad		

En la **Figura 35** se logra apreciar el cuarto periodo de estudio, este periodo fue determinado como objeto de análisis debido a que las válvulas reguladoras de flujo en todos los mandriles presentaron serias dificultades en su funcionamiento.

**Figura 35.** Cuarto periodo de estudio (26-octubre-2016 / 29-marzo-2017)

Mandril	Intervalo	Tope	Fondo	Espesor	Unidad	K mD	21-jul-16	27-oct-16	29-oct-16	31-oct-16	20-ene-17	14-mar-17	27-mar-17	06-abr-17	16-jun-17		
7	1	3.068	3.074	6	C1	101	2,25	0	0	0	0	0	0	0	0		
	2	3.090	3.100	10	C1	160		52	0	0	0	205				0	0
	3	3.114	3.126	12	C1	259		1.333	693	0	0	0				0	0
6	4	3.173	3.177	4	C1Ab	16	3,50	146	250	0	687	0	0	0	189		
	5	3.188	3.196	8	C2	501		0	0	0	0					0	0
	6	3.202	3.212	10	C2	1.155		0	0	0	0					0	0
5	7	3.230	3.250	20	C2Dt	279		12	14	76	0	102	13	10	0		
	8	3.256	3.264	8	C2Dt	421				70		47	77	70	18		
	9	3.273	3.294	21	Gtb	246				0		0	395	614	299	7	
4	10	3.316	3.326	10	C3	316	3,50	0	0	0	0	0	0	0	59		
	11	3.356	3.366	10	C3	420				0					0	0	140
3	12	3.380	3.390	10	C3	172	3,25	0	0	0	0	0	0	0	0		
	13	3.398	3.405	7	C3Cb	349				74					33		
	14	3.410	3.416	6	C3Cb	311				0					123		
	15	3.421	3.432	11	C3Cb	642				0					666		
2	16	3.492	3.497	5	C4	114		0	0	0	135	215	0	0	11		
	17	3.501	3.511	10	C4	368					0	33					
	18	3.516	3.519	3	C4-C	171					0	0					
	19	3.525	3.530	5	C4Cb-C	110					0	0					
	20	3.538	3.540	2	C4Cb-C	55					0	0					
	21	3.543	3.546	3	C4Cb-C	58					0	0					
	22	3.549	3.551	2	C4Cb-C	91					0	0					
1	23	3.585	3.610	25	C4Cb-C	467	4,00	300	122	776	406	1.713	0	0	0		
	24	3.640	3.644	4	C5-C	96		0	0	0	0	0					
Q Total							17	1.843	1.079	922	1.302	2.677	704	379	1.279		

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA

Los resultados obtenidos al usar el modelo CRM no fueron capaces de reproducir las conectividades observados con el trazador (ver **Figura 31**) debido a que a lo largo de este periodo de tiempo la inyección de agua se vio interrumpida continuamente por las fallas en todas las válvulas reguladoras de flujo.

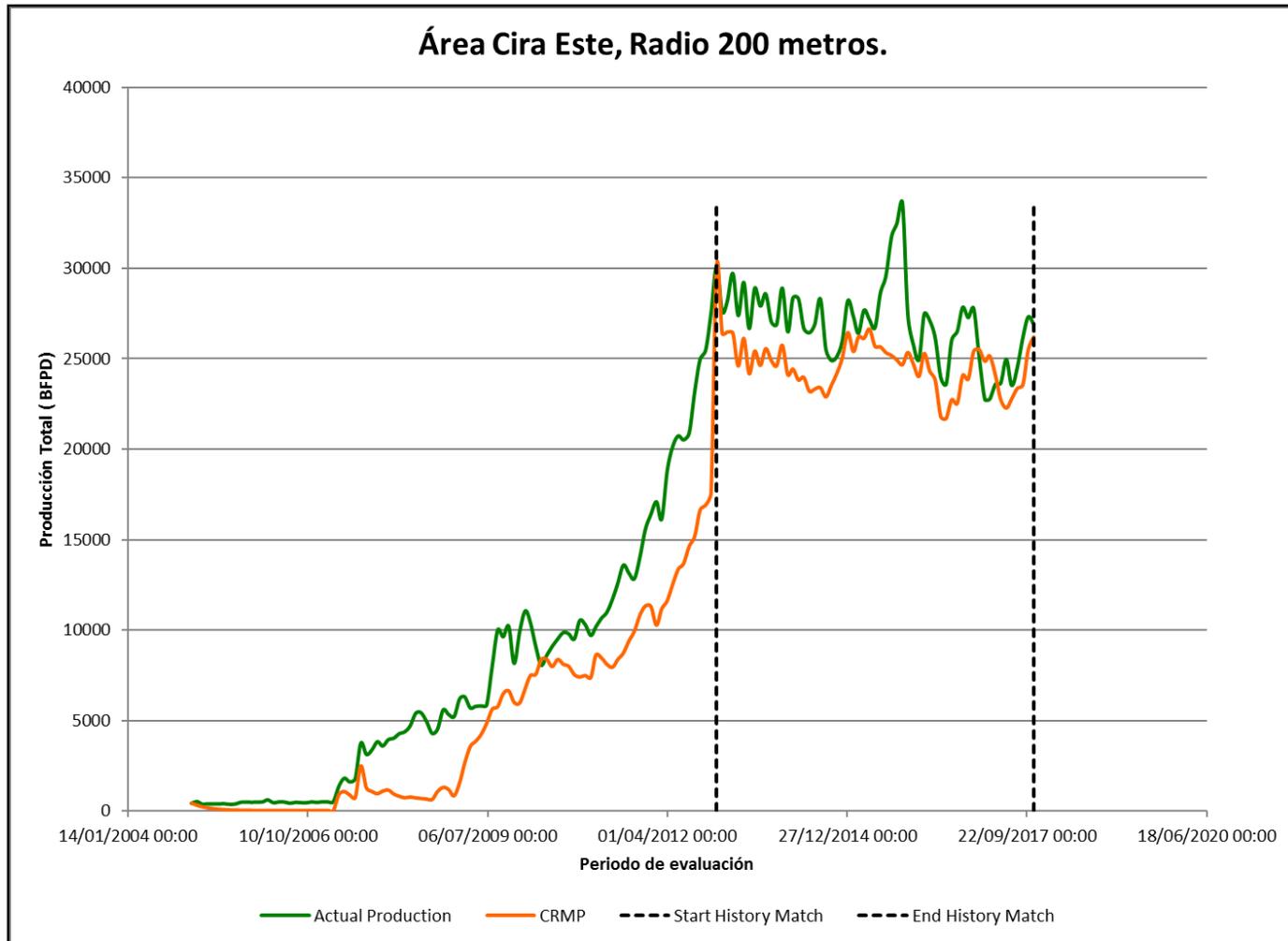
#### **4.5 EJECUCIÓN DEL MODELO CRMP EN LOS 16 PATRONES DE INYECCIÓN**

En esta sección se presentan los resultados obtenidos luego de ejecutar el modelo CRMP, siguiendo el procedimiento que se describió en la sección 4.3. cabe recordar que para cada periodo de evaluación se desarrollaron tres corridas diferentes asociadas a los radios de investigación (200m, 300m, 400m). En las siguientes graficas (**Gráfica 6, Gráfica 7 y Gráfica 8**) se puede comparar el comportamiento real de los pozos productores con respecto al comportamiento simulado, para los radios de 200m, 300m y 400m respectivamente, con el objetivo de determinar cuál radio de investigación se ajusta mejor al comportamiento real del área Cira Este.

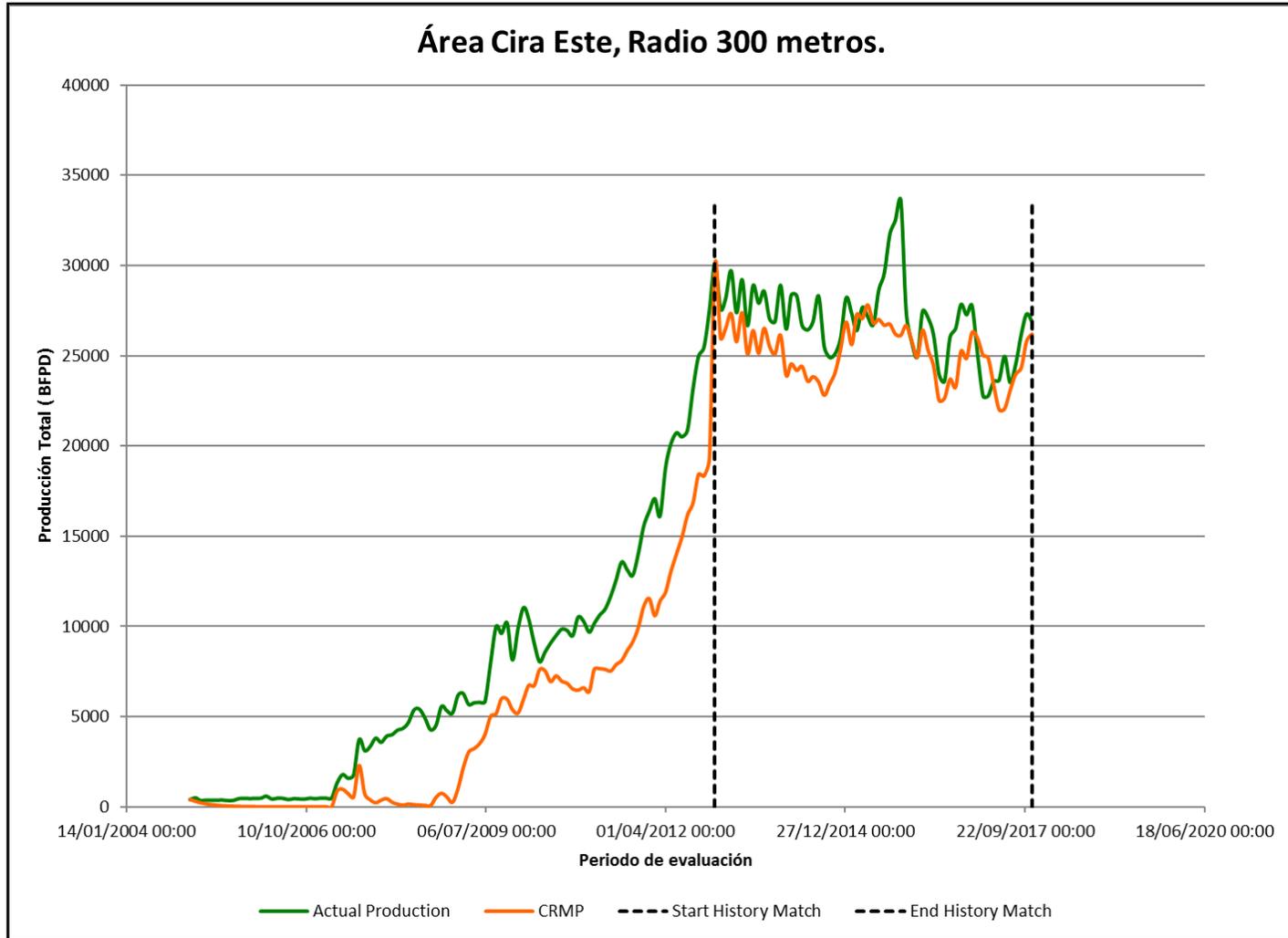
Como se mencionó en la sección 4.3.12 (Paso 12) la macro crea un mapa conformado por los arreglos, en este mapa aparecen una serie de líneas cuyo grosor varía dependiendo de la eficiencia de la conectividad entre el respectivo pozo productor e inyector. Si el grosor de la línea es poco indica que la conectividad entre pozo inyector-productor es baja, por el contrario, si la línea tiene un grosor pronunciado significa que la conectividad entre el respectivo pozo productor e inyector es alta. A manera de ejemplo en la **Gráfica 9** se logra apreciar el mapa de conectividades generado por la macro de Excel para el periodo 2005-2017, con radio de 200 m., los demás mapas generados a lo largo de los periodos de evaluación para un radio de investigación de 200m se encuentran en el **Anexo B**, de igual manera los mapas obtenidos para un radio de 300m y 400m se presentan en el **Anexo C** y **Anexo D** respectivamente.

En las siguientes tablas (**Tabla 20, Tabla 21, Tabla 22**) se evidencian el porcentaje de contactabilidad obtenido a partir de los mapas generados por la macro de Excel, y su respectivo comportamiento a lo largo de los 12 años de estudio. Este porcentaje de contactabilidad está relacionado con la eficiencia de las conectividades establecidas entre los pozos inyectores con respecto a los pozos productores de primera línea asociados a cada pozo inyector.

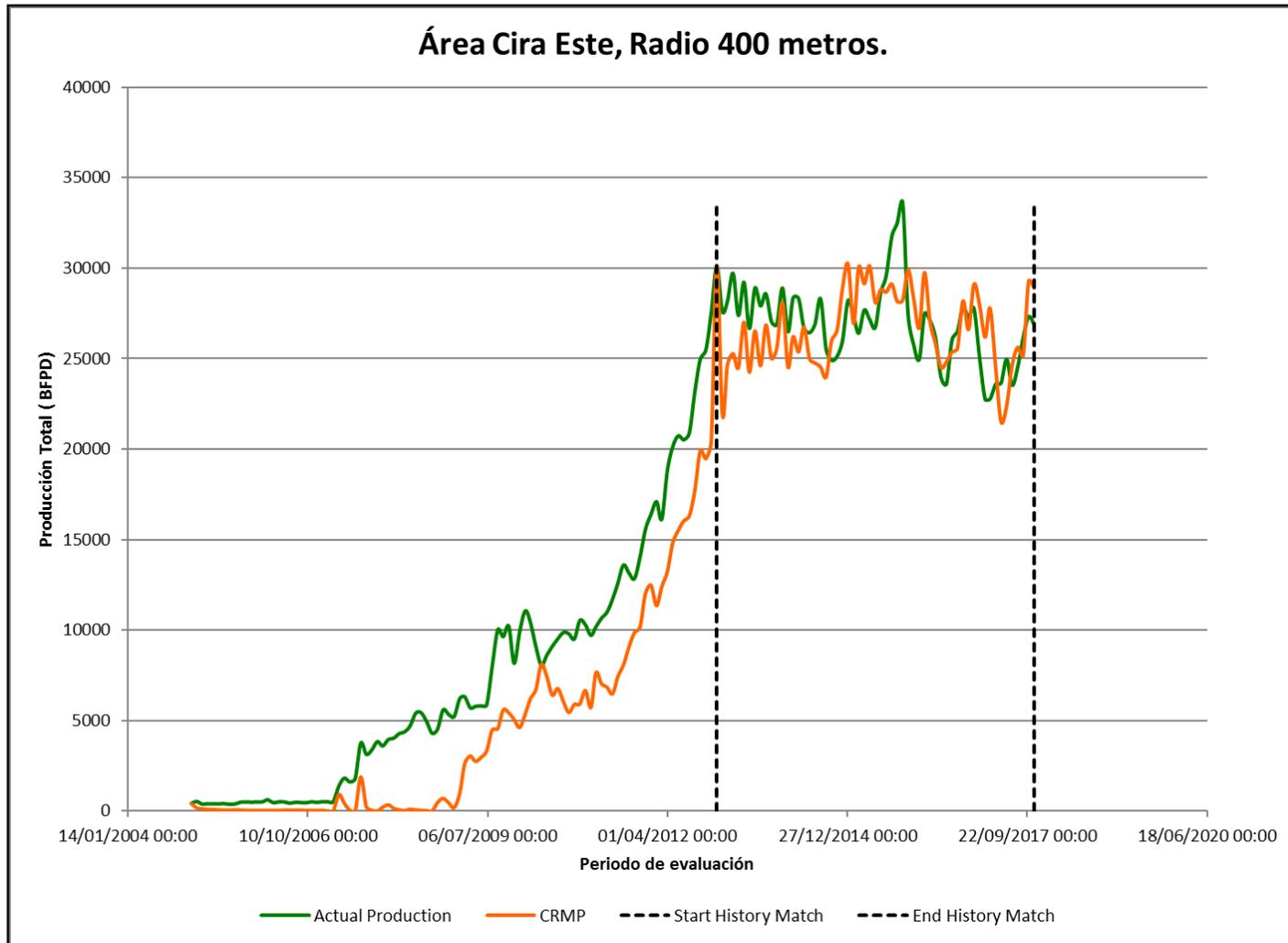
**Gráfica 6.** Comparación del comportamiento del área cira este, para un radio de 200 m.



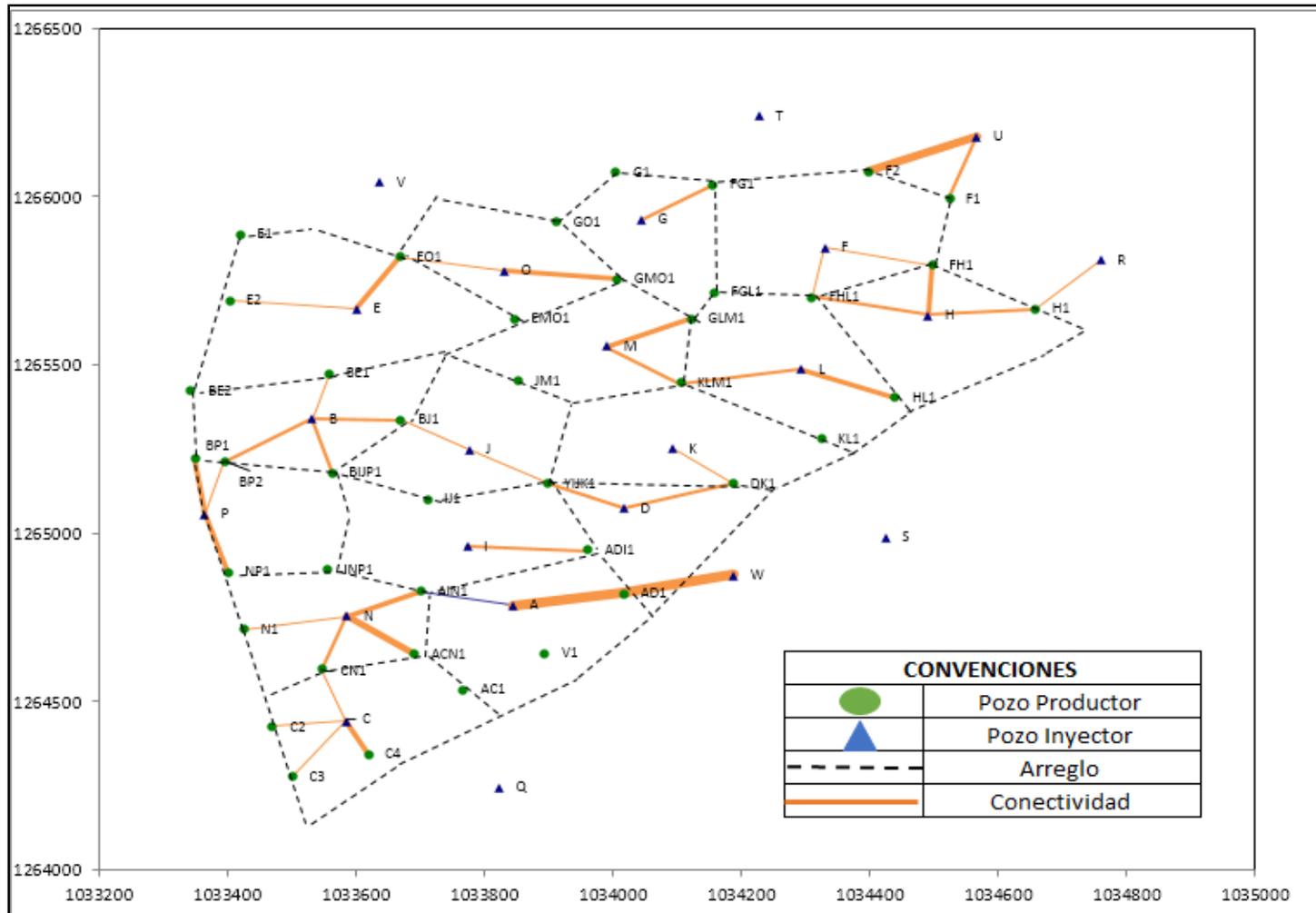
**Gráfica 7.** Comparación del comportamiento del área cira este, para un radio de 300 m.



**Gráfica 8.** Comparación del comportamiento del área cira este, para un radio de 400 m.



**Gráfica 9.** Mapa conectividades 2005-2017, Radio 200 m.



**Tabla 20.** Resultados obtenidos con radio de investigación de 200 m.

Pozo Inyector	Pozos Productores	2005 - 2017	2006-2017	2007-2017	2008-2017	2009-2017	2010-2017	2011-2017	2012-2017	2013-2017	2014-2017	2015-2017	2016-2017
A	A1	47%	47%	47%	47%	49%		50%	45%	47%	50%	39%	40%
	AC1						50%						
	ACN1												
	AIN1	5%	5%	5%	5%	1%			10%			10%	12%
	AD1	47%	47%	47%		49%	50%	50%	45%	47%	50%	39%	40%
B	ADI1				47%					7%		11%	8%
	BJ1	26%	26%	26%	26%	26%	23%	25%	23%			12%	
	BIJP1	29%	29%	29%	29%	29%	37%	32%	33%		41%	29%	38%
	BP1												
	BP2	26%	26%	26%	26%	26%	23%	25%	26%	61%	31%	30%	31%
	BE1	19%	19%	19%	19%	19%	17%	18%	18%	38%	28%	29%	30%
C	BE2												
	ACN1												
	AC1												
	CN1	13%	13%	13%	13%	14%	19%	8%	1%		30%	10%	14%
	C2	19%	19%	19%	19%	18%	17%	20%	18%	40%	34%	74%	19%
	C3	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%		20%	1%	4%	4%
D	C4	59%	59%	59%	59%	58%	55%	63%	81%	40%	35%	12%	62%
	DIJK1	44%	44%	44%	43%	40%	54%	50%	43%	51%	67%	57%	43%
	DK1	50%	50%	50%	49%	46%	38%	36%	30%	27%	17%	16%	46%
	ADI1	6%	6%	6%	8%	14%	8%	14%	26%	21%	15%	27%	11%
E	AD1												
	E1												
	E2	20%	20%	20%	20%	20%	20%	21%	24%	74%	52%	100%	100%
	BE1	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	5%	26%			
	EMO1												
F	BE2												
	EO1	77%	77%	77%	77%	77%	76%	76%	70%		48%		
	FG1												
	FGL1												
	FHL1	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	81%	64%	100%	100%	51%
G	FH1	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	19%	36%			49%
	F1												
	F2												
	G1	44%	44%	44%	34%	43%		44%	15%	58%	59%	41%	56%
	GO1						4%	26%	2%			29%	32%
H	GMO1	44%	44%	44%	51%	45%	66%	18%	50%	25%	24%	18%	
	GLM1												
	FGL1												
	FG1	12%	12%	12%	14%	12%	30%	12%	32%	17%	17%	11%	12%
	FHL1	30%	30%	30%	30%	30%	30%	29%	29%	36%	35%	32%	40%
H	HL1												
	H1	28%	28%	28%	28%	28%	28%	29%	29%	26%	25%	28%	28%
	FH1	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	38%	40%	40%	32%

**Tabla 20. Continuación**

Pozo Inyector	Pozos Productores	2005 - 2017	2006-2017	2007-2017	2008-2017	2009-2017	2010-2017	2011-2017	2012-2017	2013-2017	2014-2017	2015-2017	2016-2017
I	BIJP1												
	INP1												
	AIN1					7%			18%			48%	24%
	ADI1	26%	26%	27%	36%	39%	24%	35%	21%	28%	29%	48%	35%
	DIJK1												
	IJ1	74%	74%	73%	64%	53%	76%	65%	61%	72%	71%	4%	41%
J	BIJP1												
	BJ1	73%	78%	78%	48%	42%	19%	31%	33%	68%	84%	16%	73%
	JM1												
	DIJK1	20%	22%	22%	13%	12%	26%	44%	45%	11%			
	IJ1	7%			39%	46%	56%	25%	22%	21%	16%	84%	27%
K	DIJK1												
	DK1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	55%	29%	44%	32%
	KL1												
	KLM1									45%	71%	56%	68%
L	KLM1	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	47%		36%	1%
	GLM1												
	FGL1												
	FHL1												
	HL1	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	53%	100%	64%	99%
	KL1												
M	EMO1	34%	34%	34%	34%	34%	30%	29%	37%	48%	39%	27%	
	GMO1												
	JM1	34%	34%	34%	34%	34%	37%	37%	17%	19%	36%	36%	49%
	GLM1	17%	17%	17%	17%	17%	18%	18%	25%	33%	25%	36%	27%
	KLM1	14%	14%	14%	14%	14%	15%	15%	21%			2%	24%
N	NP1												
	INP1	36%	36%	36%	36%	33%	30%	27%	26%	28%	33%	34%	
	AIN1	22%	22%	22%	22%	23%	25%	22%	19%	26%	33%	30%	41%
	AGN1	30%	30%	30%	30%	30%	34%	34%	33%	21%	10%	11%	18%
	CN1	9%	9%	9%	9%	10%	8%	13%	19%	22%	19%	20%	30%
	N1	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	5%	11%
O	EO1	26%	26%	26%	26%	26%	20%	67%	60%	45%	38%	52%	33%
	EMO1											25%	38%
	GMO1	74%	74%	74%	74%	74%	80%	33%	27%	19%	24%	23%	29%
	GO1								13%	36%	38%		
P	BP1	43%	43%	43%	61%	61%	61%	43%	44%	63%	45%	48%	35%
	BP2	14%	14%	14%	9%	9%	9%	13%	13%	21%	14%	21%	16%
	BIJP1												
	INP1												
	NP1	43%	43%	43%	30%	30%	30%	43%	43%	16%	42%	31%	49%

**Tabla 21. Resultados obtenidos con radio de investigación de 300 m.**

Pozo Inyector	Pozos Productores	2005-2017	2006-2017	2007-2017	2008-2017	2009-2017	2010-2017	2011-2017	2012-2017	2013-2017	2014-2017	2015-2017	2016-2017
A	A1	46%	44%	45%	46%	44%	55%	46%	31%	54%	30%	33%	56%
	AC1	1%	9%	9%	9%	8%	6%		31%	2%	34%	9%	8%
	ACN1	18%	18%	18%	19%	23%	20%	34%	18%	18%	5%		
	AIN1	2%	4%	3%	1%				7%			8%	15%
	AD1	15%	14%	14%	15%	14%	17%	15%	10%	17%	31%	16%	12%
B	AD1	11%	10%	10%	10%	11%	2%	5%	2%	8%		33%	9%
	BJ1	20%	20%	14%	13%	18%	11%	12%	19%	2%			5%
	BIJP1	12%	12%	9%	8%	11%	18%	15%	12%	13%	14%	12%	12%
	BP1	18%	18%	41%	38%	16%	33%	34%	6%			13%	14%
	BP2	10%	10%	7%	7%	9%	6%	6%	11%	17%	16%	19%	21%
C	BE1	14%	14%	10%	9%	13%	8%	8%	15%	22%	30%	55%	40%
	BE2	26%	26%	19%	17%	23%	16%	15%	26%	35%	31%		
	ACN1	34%	34%	34%	34%	34%	30%	25%	32%	28%	23%	9%	11%
	AC1	5%	5%	5%	5%	6%	6%	17%	14%	21%	14%	5%	
	CN1	13%	13%	13%	13%	14%	20%				30%	10%	15%
D	C2	19%	19%	19%	19%	18%	18%	24%	26%	21%	33%	76%	70%
	C3	10%	10%	10%	10%	10%	9%	11%		11%			4%
	C4	19%	19%	19%	19%	18%	17%	23%	28%	19%			
	DIJK1	22%	22%	21%	20%	24%	43%	18%	10%	2%	30%		
	DK1	37%	37%	37%	34%	39%	38%	40%	36%	44%	45%	47%	80%
E	AD1	28%	28%	29%	34%	24%	5%	28%	41%	37%	26%	41%	19%
	AD1	13%	14%	13%	12%	14%	14%	14%	13%	17%		12%	
	E1	4%	4%	4%	4%	4%	6%	5%	6%	7%	14%	12%	18%
	E2	9%	9%	9%	10%	9%	15%	10%	19%	31%	29%	35%	40%
	BE1	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	3%	11%			
F	EMO1	53%	51%	50%	48%	51%	21%	44%	28%	51%	57%	53%	42%
	BE2												
	EO1	33%	35%	35%	37%	35%	55%	39%	44%				
	FG1	14%	13%	13%	14%	13%	15%	18%	13%	17%	6%	7%	46%
	FGL1	14%	14%	14%	13%	13%	14%	16%	19%	16%	11%	13%	5%
G	FHL1	20%	20%	20%	20%	20%	19%	19%	19%	6%	9%	9%	
	FH1	7%	8%	9%	8%	9%	8%	6%	8%	9%			
	F1	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	8%	8%	8%	
	F2	26%	26%	26%	26%	26%	25%	23%	24%	31%	45%	32%	48%
	G1	76%	76%	76%	68%	73%		55%	68%	72%	64%	50%	65%
H	GO1							32%	20%			35%	19%
	GMO1	13%	13%	13%	18%	15%		13%	9%	24%	26%	8%	
	GLM1												
	FGL1	6%	6%	6%	7%	6%	74%						3%
	FG1	5%	5%	5%	6%	5%	26%		2%	4%	10%	7%	13%
H	FHL1	33%	33%	34%	33%	34%	34%	33%	33%	39%	36%	20%	58%
	HL1												
	H1	32%	32%	32%	32%	33%	32%	32%	32%	29%	28%	39%	42%
	FH1	35%	34%	34%	34%	34%	34%	35%	34%	31%	36%	41%	

**Tabla 21. Continuación**

Pozo Inyector	Pozos Productores	2005-2017	2006-2017	2007-2017	2008-2017	2009-2017	2010-2017	2011-2017	2012-2017	2013-2017	2014-2017	2015-2017	2016-2017
I	BIJP1												
	INP1	43%	2%		27%	51%	2%					7%	9%
	AIN1					7%			16%	15%		16%	13%
	ADI1		4%				37%		4%	12%	13%	17%	20%
	DIJK1	12%	20%	28%	28%	17%	11%	50%	40%	38%	41%	47%	32%
	IJ1	43%	73%	66%	39%	22%	42%	41%	34%	30%	39%	7%	18%
J	BIJP1	15%	15%	13%	13%	14%			27%	17%	17%	22%	17%
	BJ1	20%	19%	17%	17%	17%	18%	34%	28%	53%	57%	20%	25%
	JM1	48%	48%	42%	42%	43%	45%	20%	19%	15%	11%	28%	46%
	DIJK1	17%	17%	15%	17%	15%	23%	20%	3%				
	IJ1			13%	11%	12%	14%	26%	23%	16%	15%	30%	11%
K	DIJK1												4%
	DK1	94%	90%	89%	57%	92%	94%	79%	71%	29%	18%	35%	48%
	KL1	6%	10%	11%	43%	8%	6%	21%	29%	31%	11%		36%
	KLM1									40%	72%	65%	12%
L	KLM1	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	37%		24%	10%
	GLM1	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	16%	32%	13%	39%
	FGL1	2%	2%	2%	4%	2%		2%	2%				
	FHL1	1%	1%	1%	1%	1%	1%			5%	8%	18%	11%
	HL1	64%	65%	65%	65%	64%	65%	66%	65%	42%	59%	38%	41%
	KL1	12%	11%	10%	9%	12%	12%	10%	10%			7%	
M	EMO1	7%	9%	10%	11%	7%	23%	19%	26%	12%	16%	39%	11%
	GMO1	22%	21%	21%	21%	21%	14%	13%	19%	17%	13%	31%	
	JM1	33%	33%	32%	32%	33%	29%	15%	13%	35%	47%	7%	
	GLM1	5%	5%	5%	5%	5%	4%	7%	6%	17%			
	KLM1	30%	30%	29%	29%	30%	26%	43%	36%				67%
N	NP1	12%	12%	13%	14%	25%	14%	13%	13%	13%	13%	20%	
	INP1	42%	42%	37%	33%		35%	30%	30%	28%	29%	26%	11%
	AIN1	25%	25%	27%	29%	46%	29%	28%	23%	21%	28%	25%	38%
	ACN1	6%	6%	6%	7%		9%	4%	8%	14%	7%	8%	13%
	CN1	11%	11%	12%	13%	21%	10%	21%	23%	21%	16%	17%	27%
	N1	3%	3%	4%	4%	7%	4%	4%	3%	3%	4%	4%	11%
O	EO1	100%	100%	100%	100%	100%	56%	74%	55%	36%	34%	39%	27%
	EMO1									23%	16%	24%	36%
	GMO1						44%	26%	11%	16%	13%	37%	37%
	GO1								35%	24%	36%		
P	BP1	24%	24%	54%	60%	59%	64%	27%	37%	39%	41%	37%	20%
	BP2	37%	37%	23%	19%	19%	21%	41%	29%	28%	27%	52%	28%
	BIJP1	11%	11%	7%	6%	6%			10%	13%	12%	11%	1%
	INP1					1%			3%				12%
	NP1	28%	28%	17%	15%	15%	16%	31%	22%	20%	19%		40%

**Tabla 22.** Resultados obtenidos con radio de investigación de 400 m.

Pozo Inyector	Pozos Productores	2005-2017	2006-2017	2007-2017	2008-2017	2009-2017	2010-2017	2011-2017	2012-2017	2013-2017	2014-2017	2015-2017	2016-2017
A	A1	5%	5%	4%	4%	9%	7%	16%	15%			5%	17%
	AC1	7%	6%	5%	6%	11%	7%		22%		6%	14%	9%
	ACN1	9%	9%	8%	8%	23%	18%	20%	13%	20%	7%		
	AIN1	4%	4%	3%	3%			1%	3%			18%	17%
	AD1	23%	22%	18%	20%	37%	39%	29%	15%	35%	50%	40%	21%
	ADI1	11%	10%	9%	12%	16%	33%	6%	12%	28%	5%		11%
B	BJ1												
	BIJP1	4%	5%	5%	4%	5%	12%	8%	17%	13%	19%	11%	11%
	BP1	49%	58%	55%	51%	56%	50%	46%	9%			10%	11%
	BP2	8%	10%	9%	9%	10%	9%	8%	15%	18%	22%	16%	19%
	BE1	12%	15%	14%	13%	14%	13%	12%	22%	27%	34%	32%	36%
	BE2	10%	12%	11%	10%	10%	13%	15%	17%	18%			
C	ACN1	15%	15%	15%	15%	16%	14%	12%	8%	41%	19%	8%	12%
	AC1	3%	3%	3%	3%	4%	3%	8%	10%	22%	28%		2%
	CN1	8%	8%	8%	8%	8%	12%	2%			30%	11%	20%
	C2											77%	28%
	C3	6%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	8%	13%	14%	4%	6%
	C4	53%	54%	53%	53%	51%	50%	58%	74%	22%			
D	DIJK1	18%	14%	15%	17%	17%	30%	18%	9%		33%		2%
	DK1	24%	19%	21%	23%	22%	21%	32%	26%	31%	7%	42%	29%
	ADI1	14%	11%	12%	12%	14%	2%	3%	26%	28%	31%		
	AD1	8%	6%	7%	8%	8%	6%	11%	9%	11%		38%	3%
E	E1	4%	4%	3%	4%	4%	4%	4%	6%	5%	11%	11%	9%
	E2	9%	9%	8%	9%	10%	9%	7%	6%	17%	20%	28%	21%
	BE1												
	EMO1	23%	24%	26%	18%	9%	16%	27%	25%	43%		46%	8%
	BE2	23%	23%	22%	24%	27%	20%	15%	12%	24%	49%	13%	62%
	EO1	27%	27%	26%	29%	32%	35%	34%	29%		15%		
F	FG1	13%	13%	13%	11%	13%	10%	17%	9%	16%	5%	7%	26%
	FGL1	13%	13%	13%	11%	13%	8%	17%	12%	10%	14%	10%	
	FHL1	18%	18%	18%	16%	18%	11%	17%	15%	6%	9%	17%	
	FH1	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%			
	F1	3%	3%	3%	3%	3%	2%	3%	2%	4%	7%	5%	
	F2	19%	18%	19%	16%	19%	11%	16%	12%	22%	36%	22%	23%
	G1	62%	58%	65%	51%	60%		73%	2%	19%	35%	39%	40%
G	GO1						19%				13%	34%	7%
	GMO1	8%	10%	8%	11%	8%	25%	13%	34%	45%	11%	6%	1%
	GLM1												1%
	FGL1	6%	6%	5%	7%	5%	17%	3%					1%
	FG1	4%	5%	4%	6%	4%			8%	8%	10%	6%	9%
H	FHL1	28%	28%	27%	27%	28%	28%	27%	20%	34%	33%	39%	44%
	HL1												
	H1	26%	26%	26%	26%	26%	26%	27%	28%	25%	26%	16%	31%
	FH1	24%	24%	24%	24%	24%	24%	25%	26%	23%	24%	26%	

**Tabla 22. Continuación**

Pozo Inyector	Pozos Productores	2005-2017	2006-2017	2007-2017	2008-2017	2009-2017	2010-2017	2011-2017	2012-2017	2013-2017	2014-2017	2015-2017	2016-2017
I	BIJP1	16%	16%	15%	11%	8%	14%						
	INP1				28%	33%							8%
	AIN1	1%		3%	1%	4%	1%		10%			12%	12%
	ADI1						14%	12%					12%
	DIJK1	23%	23%	21%	16%	10%	5%	19%	23%	40%	28%	37%	18%
	IJ1			7%		10%	16%	5%	5%	7%	13%	4%	15%
J	BIJP1	7%	7%	7%	8%	8%		8%	13%	12%	13%	18%	29%
	BJ1	13%	12%	11%	13%	14%	17%	15%	12%	17%			25%
	JM1	5%	4%	4%	5%	5%	6%	6%	6%	7%	13%		4%
	DIJK1	11%	10%	10%	11%	12%	21%	10%	1%				2%
	IJ1	17%	23%	27%	21%	10%	11%	20%	23%	18%	18%	25%	2%
K	DIJK1												22%
	DK1	19%	19%	19%	19%	19%	19%	20%	20%	14%	17%	17%	15%
	KL1	23%	23%	23%	23%	23%	23%	26%	26%	17%	8%	2%	15%
	KLM1									7%	33%	1%	
L	KLM1	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	22%	14%		5%
	GLM1	9%	10%	10%	10%	9%	10%	9%	10%	5%	11%		14%
	FGL1									8%	4%	5%	1%
	FHL1									5%	4%		18%
	HL1	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	58%	42%	34%	48%	40%
	KL1	1%	1%	1%	1%	1%	1%		2%			4%	1%
M	EMO1	34%	34%	32%	37%	38%	43%	30%	31%	19%		42%	
	GMO1						3%	4%	8%	44%			5%
	JM1	1%	1%	1%	1%	1%	1%	6%	6%				3%
	GLM1	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%				
	KLM1	16%	16%	17%	16%	15%	15%	14%	13%	37%		34%	57%
N	NP1	12%	13%	13%	11%	25%	14%	14%	12%	4%	16%	17%	1%
	INP1	35%	27%	28%	39%		36%	30%	29%	30%	28%	24%	10%
	AIN1	27%	30%	29%	25%	49%	31%	31%	22%	29%	27%	21%	38%
	ACN1	14%	16%	16%	13%	3%	7%	5%	9%		6%	5%	11%
	CN1	12%	13%	13%	11%	23%	10%	20%	23%	23%	14%	14%	26%
	N1									1%		2%	2%
O	EO1	66%	58%	66%	66%	61%		50%	65%	29%	36%	26%	1%
	EMO1									16%	26%	19%	36%
	GMO1	24%	21%	24%	24%	22%	19%	16%	12%	8%	16%	21%	30%
	GO1						15%			26%			
P	BP1	62%	57%	56%	63%	40%	66%	41%	32%	31%	40%	20%	19%
	BP2	18%	17%	17%	18%	28%	18%	23%	21%	19%	22%	32%	30%
	BIJP1	4%	4%	4%	4%	7%		5%	9%	11%	12%	8%	
	INP1		7%	9%		1%		4%			1%		16%
	NP1	11%	11%	10%	11%	18%	12%	15%	13%	24%	14%		34%

## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el objetivo de determinar los patrones que presenten menor número de conectividades entre pozos inyector-productor, en este capítulo se procederá a analizar los resultados obtenidos, basados en los mapas de conectividades generados por la macro de CRM.

Por medio de la relación de contactabilidad (ver **Ecuación 8**), se procederá a cuantificar la eficiencia de cada arreglo de inyección en los tres radios de drenaje (200 m, 300m, 400m) a lo largo de los últimos 12 años de implementación.

**Ecuación 8.** Relación de conectividades entre pozo inyector-productor y pozos productores asociados.

$$Contactabilidad = \frac{Conectividades\ entre\ pozo\ inyector\ y\ productor}{Pozos\ productores\ asociados\ al\ inyector} * 100$$

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA

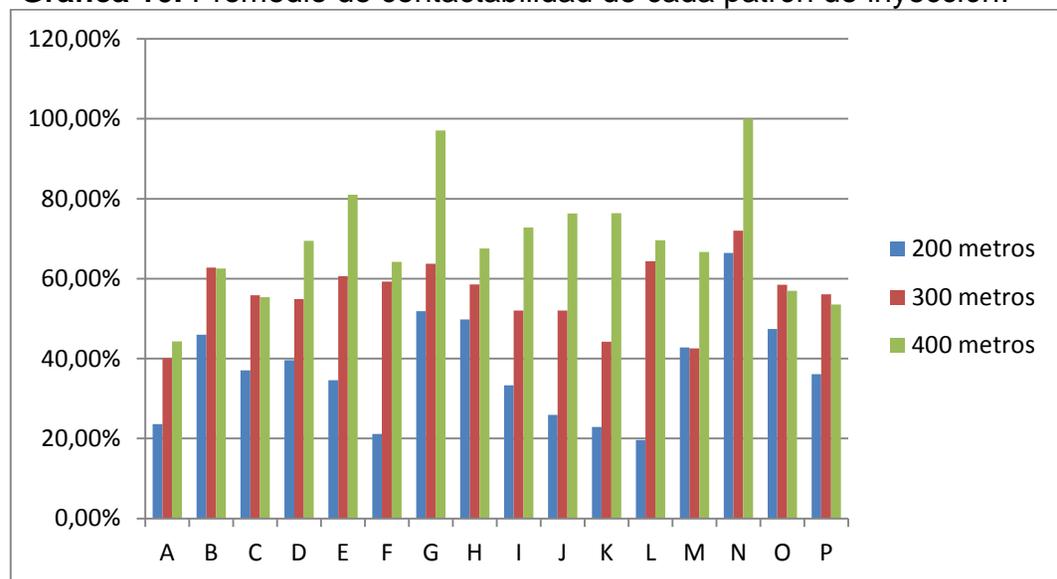
Los resultados obtenidos luego de implementar la anterior ecuación en cada uno de los patrones de inyección en todos los periodos de tiempo y por cada radio de drenaje se logran apreciar en la **Tabla 23**.

**Tabla 23.** Tabla de promedio de contactabilidad.

Patrón de inyección	Radio 200 m	Radio 300 m	Radio 400 m
A	23.61%	40.12%	44.29%
B	45.99%	62.81%	62.50%
C	37.04%	55.86%	55.40%
D	39.58%	54.86%	69.44%
E	34.57%	60.65%	81.02%
F	21.12%	59.26%	64.20%
G	51.86%	63.73%	97.07%
H	49.77%	58.56%	67.59%
I	33.32%	52.01%	72.84%
J	25.93%	52.04%	76.30%
K	22.92%	44.21%	76.39%
L	19.59%	64.35%	69.60%
M	42.78%	42.59%	66.67%
N	66.44%	71.99%	100%
O	47.39%	58.49%	56.94%
P	36.11%	56.11%	53.52%

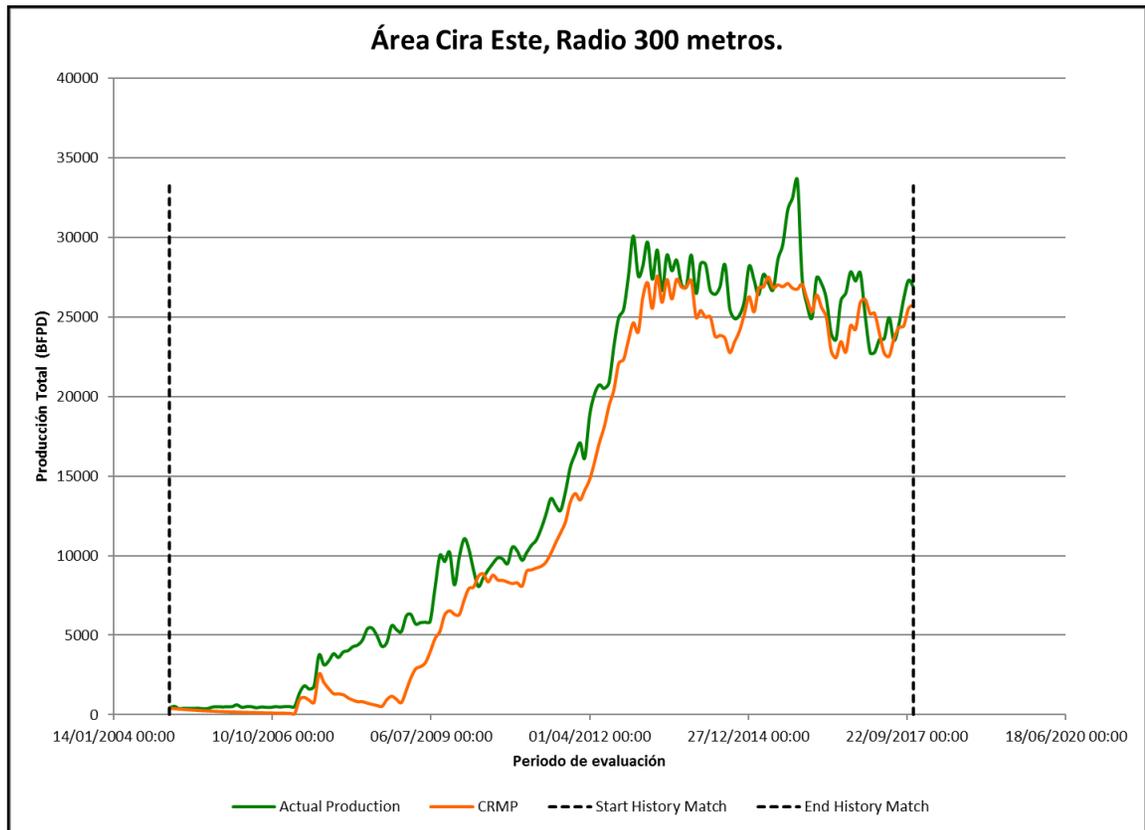
De acuerdo al siguiente gráfico (ver **Gráfico 10**) basado en los datos de la **Tabla 23** se puede inferir que en un radio de drenaje de 200 metros el pozo inyector de cada patrón no logra establecer suficientes conectividades con todos sus pozos productores asociados; mientras que para un radio de drenaje de 400 metros se presentan interacciones entre el pozo inyector de cada patrón con sus respectivos pozos productores de primera línea y adicionalmente presentan conexiones con pozos productores de segunda línea; por otro lado, para un radio de drenaje de 300 metros los pozos inyectores de cada patrón contactan a la mayor parte de sus pozos productores asociados sin contactar pozos de segunda línea; razón por la cual el radio de drenaje más significativo es 300 metros.

**Gráfica 10.** Promedio de contactabilidad de cada patrón de inyección.



Con base en las razones anteriormente expuestas, en la **Gráfica 11**, se puede observar el ajuste que realizó el modelo CRMP (curva naranja), para representar el desempeño real de todos los pozos productores (curva verde), presentes en el área cira este, para el radio de 300m.

**Gráfica 11.** Ajuste del modelo, con respecto al comportamiento real.



A partir de los resultados obtenidos para un radio de drenaje de 300 metros citados en la **Tabla 23**, se procede a clasificar los mismos con base a su criticidad de contactabilidad, con el objetivo de identificar los patrones de inyección prioritarios para una posible implementación de la tecnología conformance; en la **Tabla 24** se detalla la clasificación para cada patrón.

**Tabla 24.** Clasificación de patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad.

Patrón de inyección	Contactabilidad
A	40.12%
M	42.59%
K	44.21%
I	52.01%
J	52.04%
D	54.86%
C	55.86%
P	56.11%
O	58.49%
H	58.56%
F	59.26%
E	60.65%
B	62.81%
G	63.73%
L	64.35%
N	71.99%

Para seleccionar los patrones candidatos a Coformance es preciso saber que no todos los patrones han inyectado agua por las mismas arenas por ende es necesario determinar en qué arenas están inyectando los 16 pozos; las cuales son C1, C2, C2Dt, Gtb y C3. Se considerarán para Coformance todas aquellas zonas que presenten interacciones menores al 60%, ya que es el valor de Cutoff basado en el comportamiento promedio del campo.

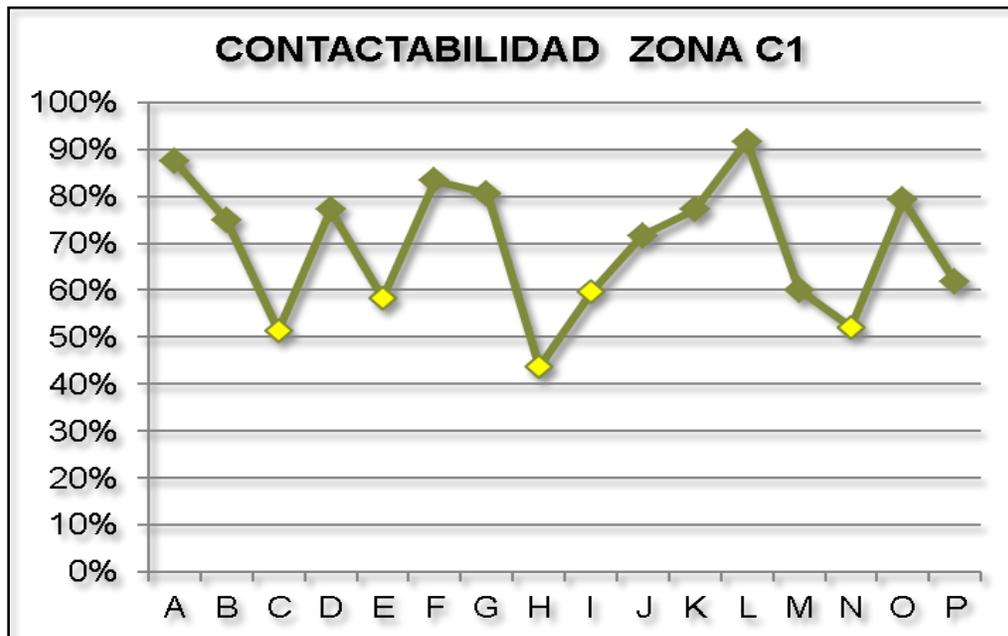
En las siguientes secciones se presentan las respectivas clasificaciones de los 16 patrones de inyección de acuerdo a su índice de contactabilidad para cada una de las 9 arenas operativas:

## 5.1 ZONA C1

**Tabla 25.** Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona C1.

Patrón de inyección	Contactabilidad
H	43.75%
C	51.39%
N	52.08%
E	58.33%
I	59.72%
M	60.00%
P	61.67%
J	71.67%
B	75.00%
D	77.08%
K	77.08%
O	79.17%
G	80.56%
F	83.33%
A	87.50%
L	91.67%

**Gráfica 12.** Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona C1.



## 5.2 ZONA C2

**Tabla 26.** Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona C2.

Patrón de inyección	Contactabilidad
K	37.50%
I	44.44%
C	55.56%
G	55.56%
J	56.67%
B	56.94%
A	58.33%
D	62.50%
E	68.06%
M	68.33%
P	76.67%
O	79.17%
F	84.72%
L	87.50%
H	89.58%
N	95.83%

**Gráfica 13.** Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona C2.

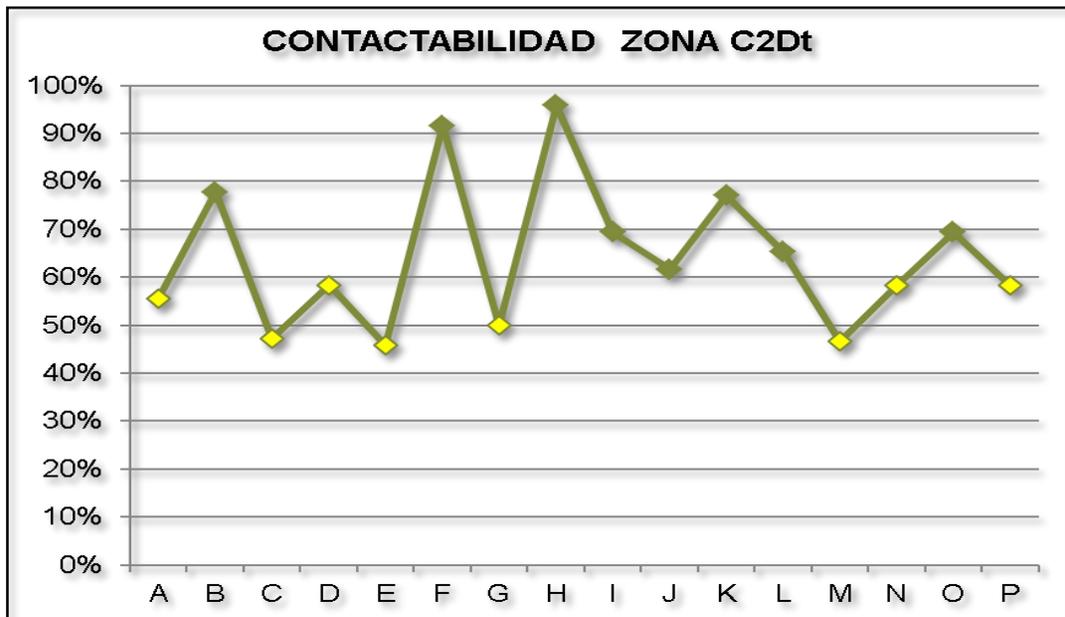


### 5.3 ZONA C2Dt

**Tabla 27.** Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona C2Dt.

Patrón de inyección	Contactabilidad
<b>E</b>	45.83%
<b>M</b>	46.67%
<b>C</b>	47.22%
<b>G</b>	50.00%
<b>A</b>	55.56%
<b>P</b>	58.33%
<b>D</b>	58.33%
<b>N</b>	58.33%
<b>J</b>	61.67%
<b>L</b>	65.28%
<b>I</b>	69.44%
<b>O</b>	69.44%
<b>K</b>	77.08%
<b>B</b>	77.78%
<b>F</b>	91.67%
<b>H</b>	95.83%

**Gráfica 14.** Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona C2Dt

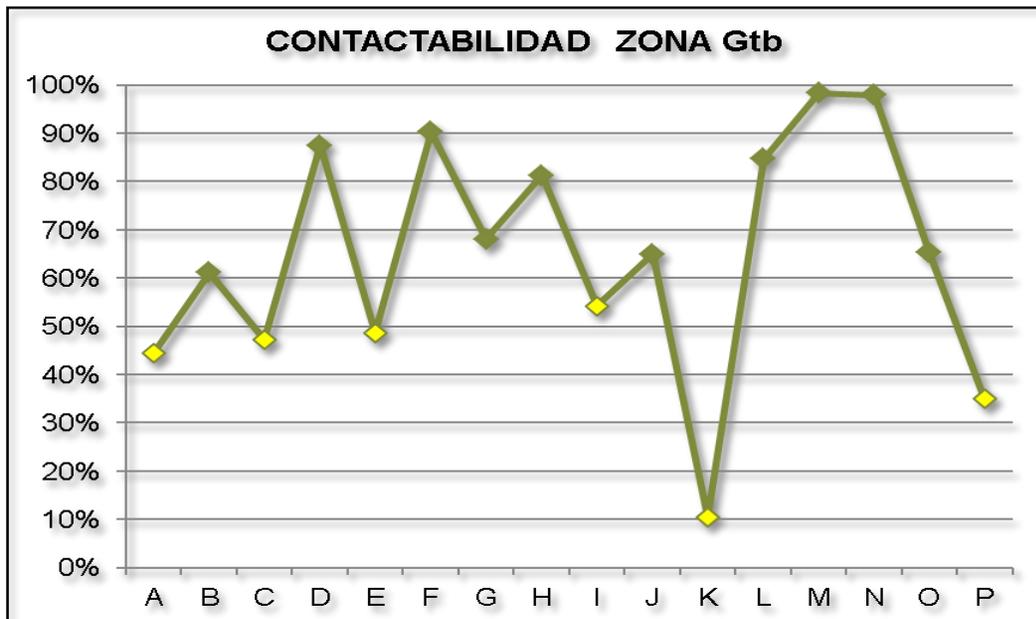


## 5.4 ZONA Gtb

**Tabla 28.** Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona Gtb.

Patrón de inyección	Contactabilidad
K	10.42%
P	35.00%
A	44.44%
C	47.22%
E	48.61%
I	54.17%
B	61.11%
J	65.00%
O	65.28%
G	68.06%
H	81.25%
L	84.72%
D	87.50%
F	90.28%
N	97.92%
M	98.33%

**Gráfica 15.** Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona Gtb.

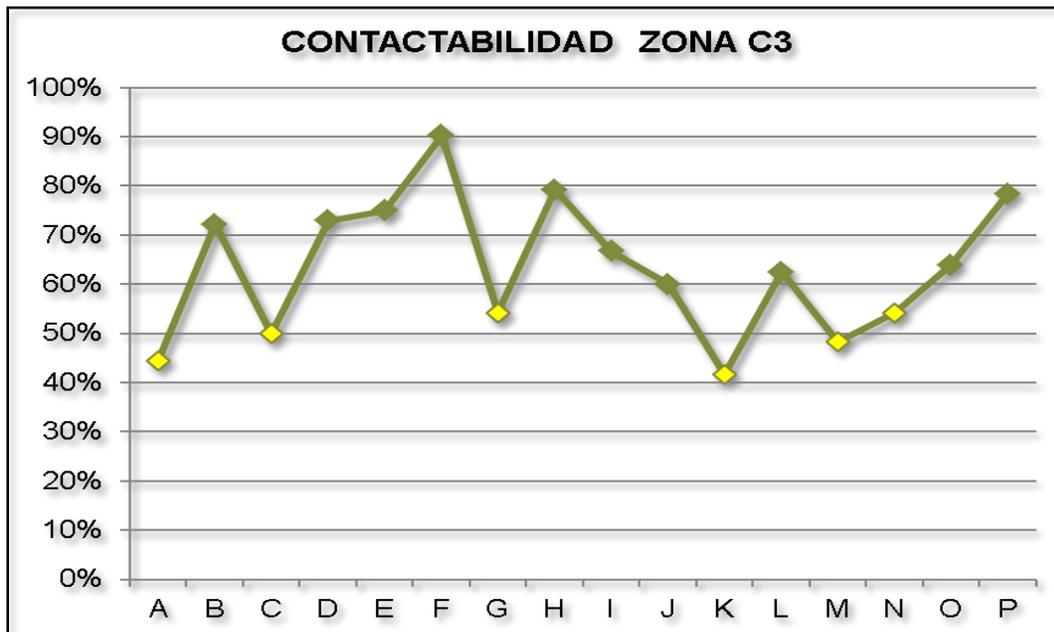


## 5.5 ZONA C3

**Tabla 29.** Clasificación patrones de inyección de acuerdo al índice de contactabilidad para la zona C3.

Patrón de inyección	Contactabilidad
K	41.67%
A	44.44%
M	48.33%
C	50.00%
N	54.17%
G	54.17%
J	60.00%
L	62.50%
O	63.89%
I	66.67%
B	72.22%
D	72.92%
E	75.00%
P	78.33%
H	79.17%
F	90.28%

**Gráfica 16.** Contactabilidad de cada patrón de inyección en la zona C3.



A partir de los resultados presentados en las anteriores tablas (**Tabla 25, Tabla 26, Tabla 27, Tabla 28, Tabla 29**) se pueden identificar las zonas candidatas a Conformance para cada patrón de inyección, que se muestra en la **Tabla 30**.

**Tabla 30.** Zonas candidatas a conformance para cada pozo inyector.

<b>Patrón de inyección</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C2Dt</b>	<b>Gtb</b>	<b>C3</b>
A		58.33%	55.56%	44.44%	44.44%
B		56.94%			
C	51.39%	55.56%	47.22%	47.22%	50%
D			58.33%		
E	58.33%		45.83%	48.61%	
F					
G		55.56%	50%		54.17%
H	43.75%				
I	59.72%	44.44%		54.17%	
J		56.67%			
K		37.5%		10.42%	41.67%
L					
M			46.67%		48.33%
N	52.08%		58.33%		54.17%
O					
P			58.33%	35%	

Candidato a Conformance	
-------------------------	--

En la anterior tabla se evidencia con más precisión los porcentajes de contactabilidad de cada zona candidata a Conformance, además de eso se puede afirmar que el **Patrón F, Patrón L y Patrón O** son los que presentan una mayor contactabilidad y por ende un mayor factor de recobro secundario.

## 6. EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA CONFORMANCE EN LOS PATRONES SELECCIONADOS

En el presente capítulo, se describen las principales consideraciones necesarias para el buen desempeño del tratamiento en los patrones candidatos, debido a que un tratamiento conformance incorrectamente diseñado o ejecutado puede generar reducciones en la recuperación del petróleo, problemas operativos de inyección o producción, entre otros.

### 6.1 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CONFORMANCE

Antes de la aplicación de la tecnología conformance, la empresa Occidental de Colombia debe llevar a cabo una serie de cálculos y análisis que deben ser analizados junto con el departamento de geología con el objetivo de determinar las zonas prioritarias a las que se les implementara dicha tecnología. De esta manera el desempeño logre ser optimo y se logren bloquear las zonas preferenciales sin afectar las zonas que se desean sean contactadas por el agua inyectada. De acuerdo con la SPE las siguientes pautas son necesarias para que un tratamiento conformance sea exitoso:<sup>104</sup>

**6.1.1 Identificación del problema.** El primer paso en el diseño de un tratamiento conformance es identificar la trayectoria de flujo de la producción excesiva de agua o gas desde su fuente hasta los pozos de producción. Dicha trayectoria puede estar asociada a problemas en la matriz de la roca o anomalías de alta permeabilidad, como las fracturas.

**6.1.2 Selección del gel.** A partir de la naturaleza del problema a tratar y su ubicación en el yacimiento, la formulación química del gel, dependerá de la temperatura que experimentará este desde su proceso de inyección hasta su ubicación final y el tiempo de gelificación del mismo. De igual manera se deben tener en cuenta factores como: restricciones económicas relacionadas al proceso de bombeado y el requerimiento de un periodo de cierre después de la inyección del gel, para permitir que el gel alcance la resistencia necesaria a las condiciones en las que se encuentra.

**6.1.3 Dimensionamiento del tratamiento.** Se debe determinar el volumen del tratamiento necesario, para solventar las problemáticas de producción excesiva de agua y/o gas; una estrategia de diseño empírica aceptable consiste en inyectar un tratamiento conformance que se extienda en promedio de 6 a 9 pies radialmente desde el pozo tratado, estos valores están en función de la composición del gel

---

<sup>104</sup> SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. "Conformance improvement gel treatment design" [En línea]. (Consultado el 1 de julio de 2018) disponible en: <[http://petrowiki.org/Conformance\\_improvement\\_gel\\_treatment\\_design](http://petrowiki.org/Conformance_improvement_gel_treatment_design) >

que se utilizara y de las propiedades del yacimiento como lo son la presión y la temperatura.

**6.1.4 Pruebas de botella.** Estas pruebas son una herramienta que permiten el control de calidad durante la aplicación del tratamiento conformance, facilitando información con respecto a la velocidad de gelificación, resistencia final del gel y una indicación de la estabilidad del mismo, brindando seguridad en cuanto a la formulación del tratamiento y aumentando el factor de éxito del mismo.

**6.1.5 Velocidad de inyección.** En general, los tratamientos conformance deben inyectarse tan rápido como sea posible, con el objetivo de evitar su deshidratación y posterior gelificación en zonas no deseadas; teniendo precaución de no exceder la presión de fractura, si se encuentra una presión de inyección excesiva, se debe detener la inyección de gel e inmediatamente limpiar los tubos de inyección con agua o reducir la carga química del gel inyectado.

**6.1.6 Retomando la producción de los pozos.** Si el tratamiento conformance se implementó en un pozo productor, la manera en que este vuelve a la producción puede tener un impacto importante en el rendimiento del tratamiento; por lo general es recomendable iniciar con una producción lentamente por un periodo corto de días, con el objetivo de evitar que la presión diferencial generada por la presión de extracción ocasione el desplazamiento del gel bloqueando la producción de petróleo y origine la producción del gel.

Seright, Lane y Sydansk propusieron una clasificación de los problemas de producción de agua con sus respectivos tratamientos en orden creciente de dificultad (ver **Tabla 31**), de igual manera estos autores establecen que los métodos convencionales (cemento y dispositivos mecánicos) normalmente se deben aplicar primero.

**Tabla 31.** Clasificación de los problemas de producción de agua con su respectivo tratamiento.

CATEGORÍA A	<i>Casos donde los tratamientos convencionales son una opción efectiva.</i>
1.	Fugas en casing sin restricciones de flujo (aperturas superiores a 1/16 de pulgada).
2.	Flujo detrás del revestimiento sin restricciones de flujo (aperturas superiores a 1/16 de pulgada).
3.	Pozos sin fracturas (inyectores o productores) con barreras de flujo.
CATEGORÍA B	<i>Casos donde los tratamientos con geles son una opción efectiva.</i>
4.	Fugas en casing con restricciones de flujo (aperturas inferiores a 1/16 de pulgada).
5.	Flujo detrás del revestimiento con restricciones de flujo (aperturas inferiores a 1/16 de pulgada).
6.	Conificación 2D de un acuífero a través de fracturas hidráulicas.
CATEGORÍA C	<i>Casos donde los tratamientos con geles parcialmente formados son inyectados.</i>
7.	Sistema natural de fracturas en comunicación con un acuífero.
8.	Fallas o fracturas a lo largo de un pozo desviado o horizontal.
9.	Fracturas que causan canalizaciones entre los pozos inyector-productor.
10.	Sistema natural de fracturas que permiten la canalización entre los pozos inyector-productor.
CATEGORÍA D	<i>Casos donde los tratamientos con geles no deberían ser usados.</i>
11.	Conificación 3D en la matriz de la roca.
12.	Cusping.
13.	Canalización entre estratos (no fracturas) con flujo cruzado.

**Fuente:** R.S. Seright, R.H. Lane, and R.D. Sydansk. A strategy for attacking excess water production. En: Society of Petroleum Engineers. May 2001, SPE-70067-MS. p. 16 modificado por los autores.

## 6.2 CASOS IMPLEMENTADOS EN COLOMBIA

En el país, se han desarrollado una importante cantidad de estudios de laboratorio y pruebas tipo piloto en algunos campos, con el objetivo de identificar tecnologías que pudieran aplicarse como solución a los fenómenos que afectan en forma negativa el desempeño de los procesos de recobro secundario implementados. Estas actividades han estado enfocadas en la selección y diseño de agentes taponantes para control de zonas ladronas y en el control de la movilidad del frente de inyección, así como en productos y procesos de tipo surfactantes. En cuanto a la tecnología de conformance químico cabe mencionar los siguientes pilotos:

**6.2.1 Campo Guando.** Este campo ubicado en el municipio de Melgar, ha llevado a cabo un proyecto inyección de agua en patrones de siete puntos invertidos, reforzado por inyección en la periferia desde el año 2002. Los resultados del proceso de inyección indican un aumento significativo en el caudal de agua de los pozos productores asociados a inyectores, revelando la presencia de canales de agua en zonas fracturadas que son direccionadas hacia los pozos productores, ocasionando recirculación de agua inyectada e impidiendo que las zonas saturadas de petróleo sean barridas eficientemente.

Generando que en el año 2008 se llevará a cabo un piloto de inyección de geles taponantes (Bulk Gel) en dos patrones del campo, como conformance del proceso de inyección de agua. Cuatro meses después de la aplicación del tratamiento se

obtuvieron los siguientes resultados: en uno de los patrones no se observó una gran disminución en la cantidad de agua producida debido a que el volumen inyectado fue insuficiente para obturar las zonas ladrones en su totalidad, por otro lado, en el otro patrón se observaron resultados positivos en la mayoría de los pozos productores asociados, donde la producción de agua disminuyó y adicionalmente se produjo un incremento en la producción de petróleo

Analizando la respuesta de los pozos pilotos, se determinó que si se desea expandir esta técnica a los demás patrones que conforman el campo, se obtendrán mejores resultados, en patrones donde existan uno o dos pozos canalizados debido a una mejora en la eficiencia volumétrica de barrido para el patrón, comparado con los patrones en donde todos los pozos presentan canalización y por lo tanto requieran el uso de un mayor volumen de gel.<sup>105</sup>

**6.2.2 Campo Casabe.** Es un campo maduro ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena, en el departamento de Antioquia, se encuentra bajo recuperación secundaria por inyección de agua mediante patrones de cinco pozos normal, desde hace más de 30 años, sin embargo, debido a la gran diferencia de movilidad entre el agua y el petróleo, la madurez del proyecto de recuperación secundaria y la compleja estratigrafía del campo, varios problemas operativos han surgido, tales como el aumento del corte de agua, alta incidencia de canalización y producción de influjos en pozos productores. Lo expuesto anteriormente, hizo que Ecopetrol iniciara en el 2014 un piloto de inyección de agua mejorada en un patrón correspondiente al bloque VI del campo.

En agosto del 2014, previo a la inyección de la solución polimérica, se realizó una inyección de trazadores interwell de forma selectiva en las arenas A2i y A2 en el pozo inyector con el fin de estudiar la dinámica del agua inyectada, los trazadores permitieron confirmar la comunicación hidráulica entre inyectores y productores, y señalaron la presencia de canales de flujo de alta conectividad. Los resultados obtenidos con el piloto ayudaron a corregir problemas como: digitación viscosa, canalización y dificultades de desplazamiento, registrando una reducción del 6% en la producción de agua y un incremental del 43% en la producción de petróleo adicionalmente permitieron concluir que se requieren de manera urgente la implementación de trabajos de conformance para controlar la distribución vertical de la inyección.<sup>106</sup>

---

<sup>105</sup> ALEJO, Mónica. ARDILA María. "Evaluación de la inyección de bulk gel para optimizar el recobro en el Campo Guando" [En línea]. (Consultado el 9 de julio de 2018) disponible en: <<https://vdocuments.net/hall-plot.html>>

<sup>106</sup> ACOSTA T. *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe [En línea]. (Consultado el 9 de julio de 2018) disponible en: <<https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-122.pdf>>

**6.2.3 Campo Cira Infantas.** A partir de la implementación de trazadores químicos en el área operativa Cira Sur, la empresa Occidental de Colombia, logró identificar los canales preferenciales por los cuales se dirigía el agua inyectada, luego de la evaluación de dichas conectividades la empresa identificó dos patrones críticos a los cuales se les hizo un piloto de conformance areal, con el objetivo de mejorar el barrido dos patrones de inyección críticos por los cuales el agua inyectada se dirigía. Dicho procedimiento se llevó a cabo en el año 2017, los primeros resultados obtenidos evidencian una tasa incremental de la producción en dichos patrones.

Pese a esto, la empresa logró identificar algunos retos ocasionados durante la ejecución del tratamiento de conformance, razón por la cual ha establecido una serie de recomendaciones que deben ser tenidas en cuenta a la hora de implementar el tratamiento conformance en el área Cira Este; dichas recomendaciones son:

- Si el tratamiento de conformance se centra en un cuerpo de arena específico, los resultados finales, deben producir un impacto colateral representado por un incremento de la producción de petróleo en el mismo cuerpo de arena, esta conclusión se obtuvo debido a que cuando hicieron el tratamiento en la arena C1 del pozo inyector, el gel bloqueó la misma zona en los pozos productores asociados al inyector, razón por la cual no se produjo un incremento en la producción de petróleo para la zona C1.
- Se debe revisar el estado mecánico de las sartas selectivas antes de la inyección del gel, debido a que este se puede fugar por huecos, ocasionando pérdidas del gel.
- No se debe implementar Conformance en pozos cuya inyección de agua lleva poco tiempo de ejecución
- Se debe implementar conformance en los canales por los que fluye solo agua, debido a que si por determinado canal hay flujo de agua y petróleo se generaría una disminución en la producción de petróleo

## 7. EVALUACIÓN FINANCIERA

La pérdida de energía natural en el Campo La Cira Infantas a lo largo de sus casi 100 años de producción, ha generado que las empresas Ecopetrol y Occidental de Colombia implementen diversas tecnologías, que garanticen el máximo aprovechamiento de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo. Dentro de estas tecnologías, se encuentra la inyección de agua por arreglos, cuya eficiencia de recobro ha disminuido con el paso de los años debido a las variaciones drásticas de las propiedades petrofísicas, dificultades en la ejecución de los arreglos de inyección como lo fueron la readecuación de pozos productores a inyectoros y las regulaciones ambientales y sociales, que han ocasionado un bajo factor de recobro, razón por la cual la empresa Occidental de Colombia optó por cambiar las sartas de inyección por unas selectivas con el objetivo de controlar la inyección y aislar las zonas altamente preferenciales. Como consecuencia, se generó la necesidad de usar trazadores químicos como medio de verificación de los canales porosos por los cuales se dirigía el agua para contactar con los pozos productores, lo cual ocasiona mayores costos operacionales y una baja rentabilidad del recobro secundario.

Con base en lo anterior, la empresa Occidental de Colombia vio en la necesidad de realizar la evaluación técnica de los 16 patrones de inyección de agua que conforman el área Cira Este del Campo La Cira Infantas, por medio del Modelo de Capacidad Resistiva CRM, con el objetivo de determinar los canales porosos por los cuales se dirige el agua inyectada, y así lograr sustituir la implementación de los trazadores químicos que se lleva a cabo en esta zona del Campo. A partir de los resultados obtenidos, y su posterior análisis por parte de los autores del presente trabajo de grado, se logró concluir que los siguientes patrones de inyección presentaron la menor conectividad entre pozos inyector-productor, ocasionando la existencia de zonas que no han logrado ser barridas por el agua y por ende han disminuido el factor de recobro. **Patrón A, Patrón B, Patrón C, Patrón D, Patrón E, Patrón G, Patrón H, Patrón I, Patrón J, Patrón K, Patrón M, Patrón N, Patrón P.**

Los anteriores patrones de inyección son candidatos a la implementación de la tecnología “Conformance”, la cual consiste en inyectar una serie de geles que permiten generar un taponamiento en las zonas preferenciales por las cuales se dirige el agua inyectada y así lograr obtener un mejor barrido del petróleo, una mejor eficiencia areal y volumétrica, y una reducción en la saturación residual del petróleo que se traduce finalmente en un aumento del factor de recobro, una disminución en la cantidad de barriles de agua inyectados. Cabe resaltar que la implementación de la tecnología “Conformance” en los patrones sugeridos, es decisión de la empresa Occidental de Colombia, ya que pueden optar por implementar otra tecnología o proceso de recobro mejorado.

Para la evaluación financiera del presente proyecto, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos, se evaluarán dos escenarios, el actual, que implica el uso de los trazadores químicos durante la inyección de agua; y el propuesto por los autores, que obedece a la implementación del modelo de capacidad resistiva CRM. La unidad monetaria de valor constante a utilizar, será el dólar estadounidense (USD); se usará una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 12% efectivo anual, el periodo de tiempo de evaluación del proyecto es de tres años con periodos anuales. De acuerdo a lo anterior se debe realizar un análisis de los costos de inversión (CAPEX), un análisis de los costos de operación (OPEX), para finalmente determinar la viabilidad financiera de la alternativa propuesta utilizando como indicador financiero el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

## **7.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)**

Las inversiones de CAPEX están relacionadas a inversiones de capital que realizan las compañías, que permiten crear beneficios. Dichas inversiones estas asociadas por lo general a: compras, construcciones, ampliaciones, adiciones y mejoras correspondientes a equipos y/o componentes mayores de los mismos que conforman un activo fijo en uso, y que son necesarias para mantener y/o aumentar la capacidad productiva de una empresa. Para el presente proyecto los costos de inversión CAPEX se analizarán de acuerdo a los dos escenarios previamente planteados.

**7.1.1 Escenario Actual.** De continuar la compañía con el proceso de producción actual, no requiere ningún tipo de inversión.

**7.1.2 Escenario Propuesto.** Si la empresa opta por implementar el modelo de capacidad resistiva CRM, como medio de verificación de los canales porosos por los cuales se dirige el agua inyectada, no requiere ningún tipo de inversión debido a que la empresa ya posee el modelo.

## **7.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)**

El termino OPEX hace referencia a los costos permanentes asociados a los costos de funcionamiento, tales como el mantenimiento de equipos costos operativos o costos operacionales, gastos consumibles y demás costos indispensables necesarios para la producción y el funcionamiento de cualquier negocio. Como se realizó anteriormente, los costos de operación se analizarán para los dos escenarios planteados.

**7.2.1 Escenario Actual.** Los costos de operación están reflejados en la compra del trazador, el tratamiento de los fluidos producidos en las facilidades de producción y otros costos asociados al mantenimiento de los pozos, las facilidades de producción y la contratación del personal idóneo.

Con base en la información suministrada por la empresa, los costos de los trazadores para el periodo uno equivale a 85.000 USD, con un aumento anual del 8% para los próximos dos periodos anuales. En la **Tabla 32** se presenta el costo de los trazadores asociados a cada periodo.

**Tabla 32.** Costos operacionales, escenario actual.

Período (Anual)	USD/Pozo
1	85.000
2	91.800
3	99.144

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA

Cabe aclarar que estos costos hacen referencia solo al área objeto de estudio y no a todo el Campo La Cira Infantas.

**7.2.2 Escenario Propuesto.** Los costos operacionales están reflejados en: la implementación de la Macro; la renovación de la licencia de Office; mantenimiento de los pozos, las facilidades de producción, mantenimiento de los computadores necesarios para llevar a cabo las corridas; y la contratación del personal idóneo.

De acuerdo con Occidental de Colombia, la empresa prevé un costo equivalente a 7.346 USD/pozo con un aumento anual del 8% para los próximos dos periodos anuales. En la **Tabla 33** se presenta los costos operacionales asociados a cada periodo.

**Tabla 33.** Costos operacionales, escenario propuesto.

Periodo (Anual)	USD/Pozo
1	7.346
2	7.934
3	8.569

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA

De igual manera cabe aclarar que estos costos hacen referencia solo al área objeto de estudio y no a todo el Campo La Cira Infantas.

## 7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

La presente evaluación financiera tiene como propósito determinar la viabilidad del modelo de capacidad resistiva, utilizando como indicador el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

**7.3.1 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).** Consiste en reducir todos los egresos a una serie uniforme equivalente de pagos, de esta forma los costos durante un año de una alternativa se comparan con los costos generados en el

mismo año de otra alternativa; la selección se hace escogiendo la alternativa que tenga el menor costo, ya que es la más favorable.<sup>107</sup> Para evaluar este indicador financiero se usa la **Ecuación 9**.

**Ecuación 9. Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).**

$$CAUE = VPN * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Octava Edición Bogotá. 2005.

Donde:

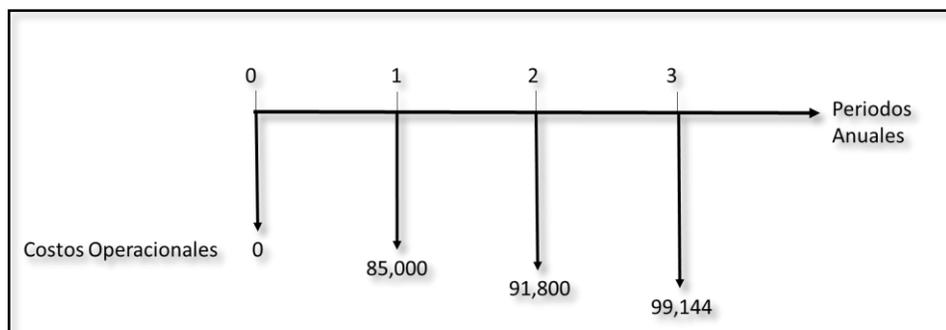
- VPN: Valor Presente Neto del proyecto a evaluar.
- i: Tasa de interés
- n: Tiempo en años

Teniendo en cuenta que los periodos del proyecto son anuales, se utilizará una tasa de interés de oportunidad (TIO) establecida por Occidental de Colombia, del 12% efectivo anual.

**7.3.2 Flujo de Caja.** Son gráficos que tienen como finalidad facilitar la comprensión de los ingresos y egresos de un proyecto y tiene las siguientes convenciones: una línea horizontal que representa los periodos de tiempo, líneas verticales hacia arriba que representan los ingresos y líneas verticales hacia abajo que representan los egresos. Para el presente proyecto es necesario aclarar que no se van a generar ingresos en los periodos de evaluación, por el contrario, se generarán egresos, razón por la cual dichos costos tendrán un signo negativo

**7.3.2.1 Escenario Actual.**

**Gráfica 17.** Flujo de caja Escenario Actual.



Los costos operacionales se traen a valor presente usando la **Ecuación 10** y luego se procede a calcular el CAUE

<sup>107</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá, Colombia. Fondo educativo panamericano, 2005, p, 223

**Ecuación 10. Valor presente egresos, escenario actual**

$$VPeg = \frac{VF1}{(1+i)^1} + \frac{VF1}{(1+i)^2} + \frac{VF2}{(1+i)^3}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Octava Edición Bogotá. 2005.

$$VPeg = \frac{85.000}{(1+0.12)^1} + \frac{91.800}{(1+0.12)^2} + \frac{99.144}{(1+0.12)^3}$$

$$VPeg = \frac{85.000}{(1.12)^1} + \frac{91.800}{(1.12)^2} + \frac{99.144}{(1.12)^3}$$

$$VPeg = \frac{85.000}{1.12} + \frac{91.800}{1.2544} + \frac{99.144}{1.404928}$$

$$VPeg = 85.000 + 81.964,2857 + 79.036,989$$

$$VPeg = -219.644 \text{ USD}$$

El resultado anterior del valor presente para los egresos correspondiente al escenario con trazadores químicos, es negativo porque, de acuerdo con la definición, las líneas verticales hacia abajo corresponden a la suma de los egresos que incluyen los costos y gastos del proyecto

Aplicando la **Ecuación 9** se procede a calcular el CAUE para el escenario actual

$$CAUE = VPN * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

$$CAUE = -219.644 * \frac{(1+0.12)^3 * 0.12}{(1+0.12)^3 - 1}$$

$$CAUE = -219.644 * \frac{(1.12)^3 * 0.12}{(1.12)^3 - 1}$$

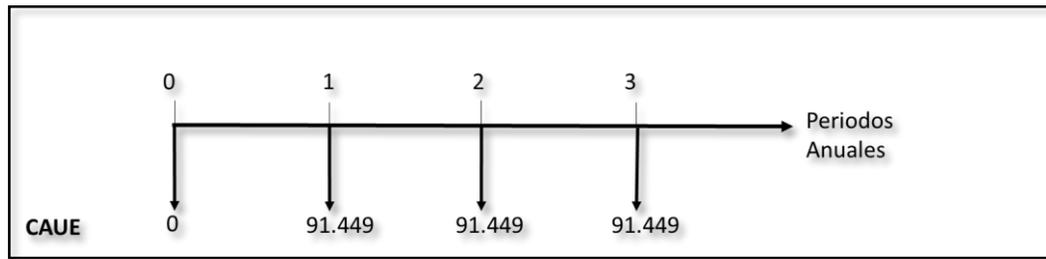
$$CAUE = -219.644 * \frac{1.404928 * 0.12}{1.404928 - 1}$$

$$CAUE = -219.644 * \frac{0.16859136}{0.404928}$$

$$CAUE = -219.644 * 0.4163489806$$

$$CAUE = -91.449 \text{ USD}$$

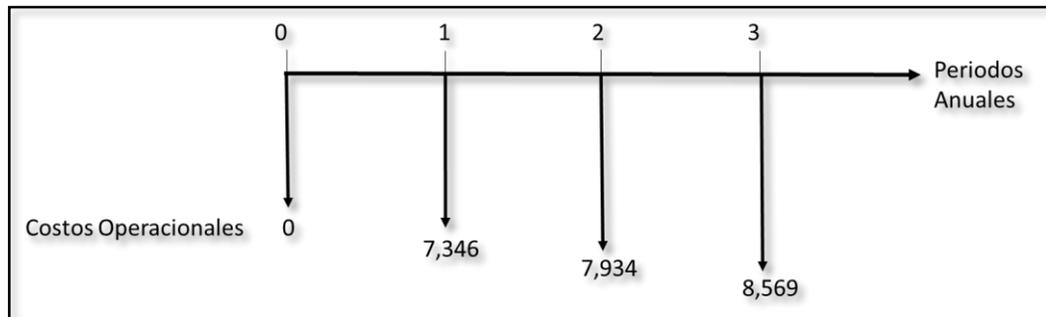
**Gráfica 18. CAUE Escenario Actual**



El CAUE para el proyecto según el escenario actual (implementación de trazadores químicos) es de  $-91.449 \text{ USD}$  para cada uno de los años de vigencia del proyecto. El signo negativo de esta cantidad de dinero hace referencia a que la empresa Occidental de Colombia debe desembolsar dicha cantidad de dinero para cada periodo si desea continuar con la implementación de los trazadores químicos.

### 7.3.2.2 Escenario Propuesto

**Gráfica 19. Flujo de caja Escenario Propuesto.**



Los costos operacionales se traen a valor presente usando la **Ecuación 10** y luego se procede a calcular el CAUE

$$VPeg = \frac{VF1}{(1+i)^1} + \frac{VF1}{(1+i)^2} + \frac{VF2}{(1+i)^3}$$

$$VPeg = \frac{7.346}{(1+0.12)^1} + \frac{7.934}{(1+0.12)^2} + \frac{8.569}{(1+0.12)^3}$$

$$VPeg = \frac{7.346}{(1.12)^1} + \frac{7.934}{(1.12)^2} + \frac{8.569}{(1.12)^3}$$

$$VPeg = \frac{7.346}{1.12} + \frac{7.934}{1.2544} + \frac{8.569}{1.404928}$$

$$VPeg = 7.346 + 7.083,9286 + 6.831,1543 + 6.5875$$

$$VPeg = -18.983,11 \text{ USD}$$

El resultado anterior del valor presente para los egresos correspondiente al escenario del modelo de capacidad resistiva, es negativo porque, de acuerdo con la definición, las líneas verticales hacia abajo corresponden a la suma de los egresos que incluyen a los costos y gastos del proyecto

Aplicando la **Ecuación 9** se procede a calcular el CAUE para el escenario propuesto

$$CAUE = VPN * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

$$CAUE = -18.983,11 * \frac{(1+0.12)^3 * 0.12}{(1+0.12)^3 - 1}$$

$$CAUE = -18.983,11 * \frac{(1.12)^3 * 0.12}{(1.12)^3 - 1}$$

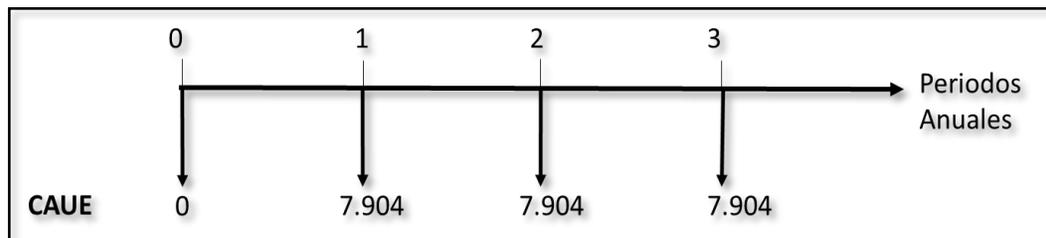
$$CAUE = -18.983,11 * \frac{1.404928 * 0.12}{1.404928 - 1}$$

$$CAUE = -18.983,11 * \frac{0.16859136}{0.404928}$$

$$CAUE = -18.983,11 * 0.4163489806$$

$$CAUE = -7.904 \text{ USD}$$

**Gráfica 20.** CAUE Escenario Propuesto



El CAUE para el proyecto según el escenario propuesto (implementación de modelo de capacidad resistiva) es de  $-7.904 \text{ USD}$  para cada uno de los años de vigencia del proyecto. El signo negativo de esta cantidad de dinero hace referencia a que la empresa Occidental de Colombia debe desembolsar dicha cantidad de

dinero para cada periodo, si desea implementar el modelo de capacidad resistiva CRM.

#### **7.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA**

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía Occidental de Colombia, como medio de verificación e identificación de conectividades entre los pozos inyectoros y productores, es implementar el escenario propuesto de modelo de capacidad resistiva, debido a que es el escenario que involucra menores costos uniformes equivalentes por tres años de -7.904 USD en comparación con el escenario de trazadores químicos que tiene costos uniformes equivalentes de -91.949 USD. Adicional a lo anterior, los resultados se alcanzan en un menor periodo si se hace la implementación del modelo de capacidad resistiva frente a un tiempo más prolongado si se utiliza trazadores químicos. Por las razones anteriores la propuesta que se presenta es viable para ser implementada por la empresa Occidental de Colombia.

## 8. CONCLUSIONES

- La descripción geológica permitió comprender los diferentes retos que influyeron en la eficiencia del proceso de inyección de agua en el campo, razones por las cuales se debió implementar el modelo CRM para verificar los canales porosos por donde se dirige el agua inyectada en el área Cira Este.
- La implementación de sartas selectivas en los pozos inyectoros del campo, permitió optimizar el proceso de inyección de agua en 1% en tan sólo 13 años con respecto al primer proceso de inyección realizado en el campo, debido a que los mandriles permiten un control en la distribución vertical y en el volumen del agua inyectada en cada una de las arenas de interés.
- A partir de la identificación de la curva prototipo del gráfico “factor de recobro secundario vs agua acumulada adimensional” se logró determinar los 16 patrones que poseían menor eficiencia areal y bajo factor de recobro, los cuales fueron seleccionados como objeto de estudio para evaluar las conectividades por medio del modelo CRM.
- El Modelo de Capacidad Resistiva (CRM) identificó que el 40% de las zonas por las que inyectan los 16 patrones poseen un factor de contactabilidad menor al promedio del campo, por lo tanto, se requiere de un proceso de Conformance para aumentar la eficiencia de barrido de la inyección de agua.
- A pesar que el Modelo de Capacidad Resistiva (CRM) no requiere de la data geológica, a un radio de drenaje de 200 metros se evidencia que el 30,7% de las conectividades se ve afectado por el sistema de fallas del campo.
- A partir de las corridas realizadas en el modelo CRM se logró establecer que el radio de drenaje óptimo fue el de 300 metros debido a que los pozos inyectoros de cada patrón contactaban la mayor parte de los pozos productores asociados a cada pozo inyector sin contactar pozos de segunda línea
- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía Occidental de Colombia, como medio de verificación e identificación de conectividades entre los pozos inyectoros y productores, es implementar el escenario propuesto de modelo de capacidad resistiva, debido a que es el escenario que involucra menores costos uniformes equivalentes por tres años en comparación con el escenario de trazadores químicos; adicional a lo anterior, los resultados se alcanzan en un menor periodo si se hace la implementación del Modelo de capacidad resistiva frente a un tiempo más prolongado si se utiliza trazadores químicos.

## 9. RECOMENDACIONES

- Realizar las corridas con radios de drenaje dentro del rango de 300 y 400 metros, ya que se evidencian más interacciones de cada pozo inyector con sus pozos productores asociados sin establecer conectividades con pozos de segunda línea.
- Ejecutar el Modelo de Capacidad Resistiva en otras áreas operativas del campo La Cira Infantas, para identificar los canales preferenciales por los cuales se dirige el agua inyectada.
- Evaluar las conectividades en los patrones candidatos luego de haberse aplicado la tecnología Conformance, para verificar que la inyección de agua a través de los canales ha sido uniforme.
- Evaluar técnico-financieramente la aplicabilidad de los diferentes tipos de geles que se implementan en el procedimiento de Conformance para el campo La Cira Infantas.
- Validar los resultados obtenidos por el Modelo de Capacidad Resistiva (CRM) con software que tengan en cuenta la data geológica.
- Antes de implementar el tratamiento Conformance se deben revisar el estado mecánico de las sartas selectivas de inyección, con el objetivo de detectar fallas en las mismas y así se logren tomar las acciones pertinentes para evitar que se presenten fugas del tratamiento por zonas no deseadas
- Implementar el modelo CRMIP con el fin de validar los resultados arrojados por el modelo ya ejecutado (CRMP).

## BIBLIOGRAFÍA

- ACOSTA T. *et al.* Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe [En línea]. (Consultado el 9 de julio de 2018) disponible en: <<https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-122.pdf>>
- ALEJO, Mónica. ARDILA María. “Evaluación de la inyección de bulk gel para optimizar el recobro en el Campo Guando” [En línea]. (Consultado el 9 de julio de 2018) disponible en: <<https://vdocuments.net/hall-plot.html>>
- ASUNGAN Junior, F. W. Smith, J. L. Thompson. Some aspects of polymer floods. SPE 1628.
- BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá, Colombia. Fondo educativo panamericano, 2005
- BARRERO, Darío, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Bogotá. 2007.
- BORLING, D., CHAN, K., HUGHES, T., & SYDANSK, R. (1994). Pushing out the oil with conformance control. Oilfield Review
- CASTRO, Rubén, *et al.* Waterflooding in Colombia: Past, present, and future. En: Society of Petroleum Engineers. Mayo, 2014. SPE 169459-SP.
- CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO. Geología Básica del Petróleo. 2008
- DE PORTA, Jaime. Léxico Estratigráfico de Colombia. Paris, 1974.
- FIGUERA, María. “Análisis cuantitativo de pruebas de trazadores químicos como metodología de caracterización geoquímica de yacimientos de hidrocarburos”, Caracas, 2016
- FORREST, Craig Jr. Aspectos de la ingeniería de la inyección de agua. New York. 1982.
- GÓMEZ, Vicente; GÓMEZ, Adriana y DURAN, Javier. Analytical simulation of the injection/production system of la cira east and north areas using CGM method. En: Society of Petroleum Engineers. mayo-junio, 2009. SPE 121854-MS
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. Vol v. Paris, 1968.

LATIL, M. Enhanced Oil Recovery, Institut Franzais du Petrolé Publications, Editions Technip, 1980

MICROSOFT. "Crear una Macro" [En línea]. (Consultado el 31 marzo de 2018) disponible en: < <https://support.office.com/es-es/article/inicio-r%C3%A1pido-crear-una-macro-741130ca-080d-49f5-9471-1e5fb3d581a8>>

MORALES, L. G. et al. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley

MORALES, Victor, et al. Inter Well Tracer Test Results in the Mature Oil Field La Cira Infantas. En: Society of Petroleum Engineers. Abril, 2018, SPE 190315.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Venezuela. 1998.

\_\_\_\_\_. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Astro S.A. 2001, p,12

PRIETO, Maria, et al. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. En: Society of Petroleum Engineers. Mayo-junio, 2009, SPE 120794.

ROJAS, César. Modelamiento geoestadístico del área Cira-Este del Campo La Cira; Bogotá, Colombia, 2011

ROMERO, Roberto. YACIMIENTOS II. [Consultado el 25 de febrero de 2018]. Disponible en: <<http://robertoyaci.blogspot.com.co/2009/10/ecuacion-de-balance-de-materiales-ebm.html>>

SARMIENTO, Gustavo; PUENTES, Javier y SIERRA, Camilo. Evolución Geológica y Estratigrafía del sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Geología Norandina, 2015

SNF FLOERGER. "Conformance" [En línea]. (Consultado el 23 septiembre de 2017) disponible en: <<http://www.snf-oil.com/es/application-areas/conformance>>.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. "Types of gels used for conformance improvement" [En línea]. (Consultado el 26 junio de 2018) disponible en: <[http://petrowiki.org/Types\\_of\\_gels\\_used\\_for\\_conformance\\_improvement](http://petrowiki.org/Types_of_gels_used_for_conformance_improvement)>

\_\_\_\_\_. "Conformance problems" [En línea]. (Consultado el 26 junio de 2018) disponible en: <[http://petrowiki.org/Conformance\\_problems](http://petrowiki.org/Conformance_problems)>

\_\_\_\_\_. "Conformance improvement gel treatment design" [En línea]. (Consultado el 1 de julio de 2018) disponible en: <[http://petrowiki.org/Conformance\\_improvement\\_gel\\_treatment\\_design](http://petrowiki.org/Conformance_improvement_gel_treatment_design)>

SPINLER, E.; BALDWIN, B. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; en SCHRAMM, L: L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.

THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management. 1998

VÁSQUEZ, Dayne. "Uso de trazadores en el monitoreo de la inyección de agua para la producción de hidrocarburos" Caracas, 2012.

WANDERLEY DE HOLANDA, Rafael. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: A Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs. Texas A&M University, 2015.

## **ANEXOS**

**Anexo A**  
**Lenguaje de programación para el modelo CRMP**

Sub A\_STARTCRM()

```
' Macro2 Macro
' Macro recorded 05/27/2008 by kawass
  Startcrm.Show
  Startcrm.Hide
  DoEvents
  Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 0% complete"
  Loading.Show
  Application.ScreenUpdating = False
  DoEvents

'INPUTS
  Np = Startcrm.TextBox1
  Ni = Startcrm.TextBox2
  t = Startcrm.TextBox3
  units = Startcrm.TextBox5
  punits = Startcrm.TextBox7

'NEW SHEETS
Set newsheet = Worksheets.Add          'New
sheet
  newsheet.Name = "Connectivities"     'Sheet
name
  newsheet.Tab.ColorIndex = 54        'Color
sheet

  Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 10% complete"
  DoEvents

  Range("B2").FormulaR1C1 = "pro      inj"          'Fill
labels
  Range("B2").Borders(xlDiagonalDown).LineStyle    =      xlContinuous
'add label slash
  Cells(3 + Np, 5).FormulaR1C1 = "=SUM(R3C:R" & 2 + Np & "C)"
'add sum of fijos
  Cells(3 + Np, 5).NumberFormat = "0.00"          'sum
fij number format
  Cells(3      +      Np,      5).HorizontalAlignment    =      xlCenter
'center
```

```

Cells(3 + Np, 5).AutoFill Destination:=Range(Cells(3 + Np, 5), Cells(3 + Np, 4 +
Ni)), Type:=xlFillDefault
Set newsheet = Worksheets.Add 'New
sheet
newsheet.Name = "Total Production" 'Sheet
name
newsheet.Tab.ColorIndex = 46 'Color
sheet
Range("B2").FormulaR1C1 = "Total (Oil + Water) Production Data (" & units &
")"
Range("B2").Font.Bold = True
Range("B3").FormulaR1C1 = "Date" 'Date
Label
Range("B3").HorizontalAlignment = xlCenter
'Center Date

Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 20% complete"
DoEvents

For p = 1 To Np
Cells(3, p + 2).FormulaR1C1 = "P" & p & ""
'Producer Labels
Cells(4, p + 2).FormulaR1C1 = "N/A" 'Fill 1st
row w/ N/A
Next p
Range("C4", Cells(4, Np + 2)).Select 'Select
First row
Selection.NumberFormat = "0" 'Set
Number Format
Selection.AutoFill Destination:=Range("C4", Cells(t + 3, Np + 2)),
Type:=xlFillDefault 'Auto Fill all w/ N/A
Range("B4").Select 'Select B4
ActiveCell.FormulaR1C1 = "N/A" 'Fill 1st
Date w/ N/A
Selection.AutoFill Destination:=Range("B4", Cells(t + 3, 2)), Type:=xlFillDefault
'Auto Fill Dates
Range("B4", Cells(t + 3, 2)).NumberFormat = "[$-409]mmm-yy;@"
'Set date format
Range("B3").Select
Set Injection = Worksheets.Add 'New
Injection Sheet
Injection.Name = "Injection"
Injection.Move After:=Sheets("Total Production")
'Move sheet

```

```

Injection.Tab.ColorIndex = 46                                'Color
sheet
Range("B2").FormulaR1C1 = "Injection Data (" & units & ")"
'Label page "Injection.."
Range("B2").Font.Bold = True                                'Format
label
Range("B3").FormulaR1C1 = "Date"                            'Label
date
Range("B3").HorizontalAlignment = xlCenter
'Center date
For p = 1 To Ni
Cells(3, p + 2).FormulaR1C1 = "i" & p & ""                'Fill
injector labels
Cells(4, p + 2).FormulaR1C1 = "N/A"                        'Fill
1stRow w/ N/A
Next p
Range("C4", Cells(4, Ni + 2)).Select                        'Select
First row
Selection.NumberFormat = "0"                                'Set
Number Format
Selection.AutoFill Destination:=Range("C4", Cells(t + 3, Ni + 2)),
Type:=xlFillDefault 'Auto Fill all w/ N/A
Range("B4").FormulaR1C1 = "=Total Production"!RC"
'Fill 1st Date from Total
Range("B4").AutoFill Destination:=Range("B4", Cells(t + 3 + f, 2)),
Type:=xlFillDefault 'Auto Fill Dates
Range("B4", Cells(t + 3, 2)).NumberFormat = "[$-409]mmm-yy;@"
'Set date format
Range("B3").Select
Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 30% complete"
DoEvents
Set newsheet = Worksheets.Add
newsheet.Name = "History Matching"                          'New
History Matching Sheet
newsheet.Move After:=Sheets("Injection")                   'Move
sheet
newsheet.Tab.ColorIndex = 54                                'Color
sheet
'Sheets("History Matching").Visible = False                'Hide
sheet
Sheets("History Matching").Activate
Range("B2").FormulaR1C1 = "History Matching (" & units & ")"
'Label Page "History Est"
Range("B2").Font.Bold = True

```

```

    Range("B3").FormulaR1C1 = "Date"                                'Label
date
    Range("B3").HorizontalAlignment = xlCenter
'Center date
    Range("A3").FormulaR1C1 = "dt"                                'Label dt
    For p = 1 To Np
    Cells(3, p + 2).FormulaR1C1 = "'Total Production'!RC"
'Fill estimation names
    Cells(4, p + 2).FormulaR1C1 = "'Total Production'!RC"
'Fill q0s
    Cells(4, p + 2).NumberFormat = "0"                            'q0
number format
    Next p
    Range("B4").FormulaR1C1 = "'Total Production'!RC"
'Fill 1st date from Total
    Range("B4").AutoFill Destination:=Range("B4", Cells(t + 3, 2)),
Type:=xlFillDefault 'Auto Fill Dates
    Range("A5").FormulaR1C1 = "=RC[1]-R[-1]C[1]"
'Calculate 1st dt
    Range("A5").NumberFormat = "0"
'Number format 1st dt
    Range("A5").AutoFill Destination:=Range("A5", Cells(t + 3, 1)),
Type:=xlFillDefault 'Autofill all dts
    Range("A1").Select
    Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 40% complete"
    DoEvents
If Startcrm.BHP.Value = True Then
Sheets("Settings").Range("A5").Value = "Y"
Settingsheet.CheckBox5.Enabled = True
Set newsheet = Worksheets.Add                                'New
sheet
    newsheet.Name = "Bottomhole"                                'Sheet
name
    newsheet.Move After:=Sheets("History Matching")
'Move sheet
    newsheet.Tab.ColorIndex = 46                                'Color
sheet
    Range("B2").FormulaR1C1 = "Bottomhole Pressure Data (" & punits & ")"
    Range("B2").Font.Bold = True
    Range("B3").FormulaR1C1 = "Date"                            'Date
Label
    Range("B3").HorizontalAlignment = xlCenter
'Center Date

    Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 25% complete"

```

```

DoEvents

For p = 1 To Np
Cells(3, p + 2).FormulaR1C1 = "'Total Production"!RC"
'Fill estimation names
Cells(4, p + 2).FormulaR1C1 = "N/A" 'Fill 1st
row w/ N/A
Next p
Range("C4", Cells(4, Np + 2)).Select 'Select
First row
Selection.NumberFormat = "0" 'Set
Number Format
Selection.AutoFill Destination:=Range("C4", Cells(t + 3, Np + 2)),
Type:=xlFillDefault 'Auto Fill all w/ N/A
Range("B4").FormulaR1C1 = "'Total Production"!RC"
'Fill 1st Date from Total
Range("B4").AutoFill Destination:=Range("B4", Cells(t + 3, 2)),
Type:=xlFillDefault 'Auto Fill Dates
Range("B4", Cells(t + 3, 2)).NumberFormat = "[$-409]mmm-yy;@"
'Set date format
Range("B3").Select
Else
Sheets("Settings").Range("A5").Value = "N"
End If
Set newsheet = Worksheets.Add
newsheet.Name = "History & Forecast Estimates"
'New History Est Sheet
newsheet.Move After:=Sheets("Connectivities")
'Move sheet
newsheet.Tab.ColorIndex = 55 'Color
sheet
'Sheets("History & Forecast Estimates").Visible = False
'Hide sheet
Sheets("History & Forecast Estimates").Activate
newsheet.Columns(1).Font.ColorIndex = 2 'dt
column in white
Range("B2").FormulaR1C1 = "History & Forecast Estimates (" & units & ")"
'Label Page "History Est"
Range("B2").Font.Bold = True
Range("B3").FormulaR1C1 = "Date" 'Label
date
Range("B3").HorizontalAlignment = xlCenter
'Center date
Range("A3").FormulaR1C1 = "dt" 'Label dt
For p = 1 To Np

```

```

Cells(3, p + 2).FormulaR1C1 = "'Total Production'!RC"
'Fill estimation names
Cells(4, p + 2).FormulaR1C1 = "'Total Production'!RC"
'Fill q0s
Cells(4, p + 2).NumberFormat = "0" 'q0
number format
Next p
Range("B4").FormulaR1C1 = "'Total Production'!RC"
'Fill 1st date from Total
Range("B4").AutoFill Destination:=Range("B4", Cells(t + 3, 2)),
Type:=xlFillDefault 'Auto Fill Dates
Range("A5").FormulaR1C1 = "=RC[1]-R[-1]C[1]"
'Calculate 1st dt
Range("A5").NumberFormat = "0"
'Number format 1st dt
Range("A5").AutoFill Destination:=Range("A5", Cells(t + 3, 1)),
Type:=xlFillDefault 'Autofill all dts
Range("B4", Cells(t + 3, 2)).NumberFormat = "[$-409]mmm-yy;@"
'Set date format
Range("A1").Select
Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 50% complete"
DoEvents
Set newsheet = Worksheets.Add
newsheet.Name = "Coordinates"
newsheet.Tab.ColorIndex = 46 'Color
sheet
newsheet.Move Before:=Sheets("History Matching")
'Move sheet
Sheets("Coordinates").Activate
Range("B2:G2").Borders(xlEdgeBottom).LineStyle = xlContinuous
Range("B2:G2").Font.Bold = True
Range("B2").Formula = "Prod. ID"
Range("C2").Formula = "X Coordinate"
Range("D2").Formula = "Y Coordinate"
Range("E2").Formula = "Inj. ID"
Range("F2").Formula = "X Coordinate"
Range("G2").Formula = "Y Coordinate"
Range("B3").FormulaR1C1 = "=Connectivities!RC"
Range("B3").AutoFill Destination:=Range("B3", Cells(Np + 2, 2)),
Type:=xlFillDefault
For i = 1 To Ni
Cells(2 + i, 5).FormulaR1C1 = "=Injection!R3C" & 2 + i & ""
Next i
Range("B3").Select
Set newsheet = Worksheets.Add

```

```

newsheet.Name = "Distances"
'NewSheet.Visible = False
newsheet.Move Before:=Sheets("History Matching")
'Move sheet
Sheets("Distances").Activate
For i = 3 To Ni + 2
Cells(2, i).FormulaR1C1 = "=Coordinates!R" & i & "C5"
'Fill injector titles
Cells(2, i).HorizontalAlignment = xlCenter 'Center
injector titles
Cells(3, i).FormulaR1C1 = "=sqrt( (Coordinates!RC3-Coordinates!R" & i &
"C6)^2 + (Coordinates!RC4-Coordinates!R" & i & "C7)^2 )" 'calculate distances
between injectors and producer 1
Cells(4 + Np, i).FormulaR1C1 = "=SUM(R3C" & i & ":R" & 2 + Np & "C" & i & ")"
'calculate sum of all injector distances
Next i
Range("B3").FormulaR1C1 = "=Coordinates!RC2"
'Fill producer title
Range("B3", Cells(3, Ni + 2)).Select 'Selection
to autofill
Selection.NumberFormat = "0" 'Set
number format
Selection.AutoFill Destination:=Range("B3", Cells(Np + 2, Ni + 2)),
Type:=xlFillDefault
Range("B2").FormulaR1C1 = "pro inj" 'Fill
labels
Range("B2").Borders(xlDiagonalDown).LineStyle = xlContinuous
'add label slash
Range("A1").Select
Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 55% complete"
DoEvents

*****SWITCH BETWEEN MODELS HERE*****

'If Startcrm.Option1.Value = True Then 'CRMT
!*****CRMT CODE HERE*****
' Sheets("Case Summary").Range("E11").Value = "CRMT"
'
'Fill parameter labels
' Sheets("Connectivities").Activate
' For i = 1 To Ni
' Cells(2, i + 4).FormulaR1C1 = "=Injection!R3C" & 2 + i & ""
'Fill fij names
' Cells(3, i + 4).Value = 0.08 'Fill first fij
' Next i

```

```

'      Cells(3, 2).FormulaR1C1 = "='Total Production'!R3C[" & p & "]"
'Fill producer names
'      Range("C2").FormulaR1C1 = "tau"
'      Cells(2, Ni + 5).FormulaR1C1 = "History Match Rel. Error"
'Label error column
'      Cells(2, Ni + 6).FormulaR1C1 = "History Estimation Rel. Error"
'Label error column
'      Cells(2, Ni + 7).FormulaR1C1 = "Forecast Estimation Rel. Error"
'Label error column
'      Range("B2", Cells(2 + Np, 7 + Ni)).Interior.ColorIndex = 36
'Color Parameter table
'      Range("B2", Cells(2, 7 + Ni)).Borders(xlEdgeBottom).LineStyle = xlContinuous
'Add top line
'      Range("B2", Cells(2 + Np, 2)).Borders(xlEdgeRight).LineStyle = xlContinuous
'Add left line
'Fill Connectivities with numbers
'      Range("E3", Cells(3, 4 + Ni)).NumberFormat = "0.00"
'fij number format
'      Range("E3", Cells(3, 4 + Ni)).HorizontalAlignment = xlCenter
'Center fij names
'      Range("C3").Value = 14                                'Fill first tao
'      Range("C3").NumberFormat = "0"                        'tao
number format
"FORMULAS START HERE
'      Sheets("History & Forecast Estimates").Activate
'      Cells(5, 3).FormulaR1C1 = "=IF('Total Production'!RC>0,IF(R[-1]C=0,'Total
Production'!RC,R[-1]C*exp(-RC1/Connectivities!R" & 3 &
"C3)+SUMPRODUCT(Injection!RC3:RC" & 2 + Ni & ",Connectivities!R" & p + 2 &
"C5:R" & p + 2 & "C" & 4 + Ni & ")*(1-exp(-RC1/Connectivities!R" & 3 & "C3))),0)"
'Forecast formula
'      Range("C5", Cells(5, 3)).NumberFormat = "0"
'Set number format
'      Range("A1").Select
'      Sheets("History Matching").Activate
'      Cells(5, 3).FormulaR1C1 = "=IF('Total Production'!RC>0,IF(R[-1]C=0,'Total
Production'!RC,'Total Production'!R[-1]C*exp(-RC1/Connectivities!R" & 3 &
"C3)+SUMPRODUCT(Injection!RC3:RC" & 2 + Ni & ",Connectivities!R" & p + 2 &
"C5:R" & p + 2 & "C" & 4 + Ni & ")*(1-exp(-RC1/Connectivities!R" & 3 & "C3))),0)"
'HM formula
'      Range("C5", Cells(5, 3)).NumberFormat = "0"
'Set number format
'      Range("A1").Select

If Startcrm.Option2.Value = True Then                                'CRMP
*****CRMP CODE HERE*****

```

```

Sheets("Case Summary").Range("E11").Value = "CRMP"

'Fill parameter labels
  Sheets("Connectivities").Activate
  For i = 1 To Ni
    Cells(2, i + 4).FormulaR1C1 = "=Injection!R3C" & 2 + i & ""
'Fill fij names
  Cells(3, i + 4).FormulaR1C1 = 0.08 'Fill first
fij
  Next i
  Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 60% complete"
  DoEvents
  For p = 1 To Np
    Cells(2 + p, 2).FormulaR1C1 = "'Total Production"!R3C[" & p & "]"
'Fill producer names
  Next p
  Range("C2").FormulaR1C1 = "tau"
  Range("B2", Cells(2 + Np, 4 + Ni)).Interior.ColorIndex = 36
'Color Parameter table
  Range("B2", Cells(2, 4 + Ni)).Borders(xlEdgeBottom).LineStyle = xlContinuous
'Add top line
  Range("B2", Cells(2 + Np, 2)).Borders(xlEdgeRight).LineStyle = xlContinuous
'Add left line
'ERROR LABELS
  Range(Cells(3, 5 + Ni), Cells(2 + Np, 6 + Ni)).Font.ColorIndex = 3
'Error in red
  Range(Cells(3, 5 + Ni), Cells(2 + Np, 6 + Ni)).NumberFormat = "0%"
'Error number format
'Fill Connectivities with numbers
  Range("E3", Cells(3, 4 + Ni)).NumberFormat = "0.00"
'fij number format
  Range("C2", Cells(3, 4 + Ni)).HorizontalAlignment = xlCenter
'Center fij, tao, p.index names and numbers
  If Startcrm.BHP.Value = True Then 'If we
have BHP then
  Range("D2").Value2 = "Prod.Index" 'Label
Productivity Index
  Range("D3").Value2 = 1 'Fill first
Productivity Index
  End If
  Range("C3").Value = 14 'Fill first tao
  Range("C3").NumberFormat = "0" 'tao
number format
  Range("C3", Cells(3, 4 + Ni)).AutoFill Destination:=Range("C3", Cells(2 + Np, 4
+ Ni)), Type:=xlFillDefault 'autofill fijs, taos, and productivity idex

```

```

Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 70% complete"
DoEvents
'FORUMULAS START HERE
Sheets("History & Forecast Estimates").Activate

If Startcrm.BHP.Value = True Then                                'If BHP
available
  For p = 1 To Np
    Cells(5, 2 + p).FormulaR1C1 = "=IF('Total Production'!RC>0,IF(R[-1]C=0,'Total Production'!RC, R[-1]C*exp(-RC1/Connectivities!R" & 2 + p &
"C3)+SUMPRODUCT(Injection!RC3:RC" & 2 + Ni & ",Connectivities!R" & p + 2 &
"C5:R" & p + 2 & "C" & 4 + Ni & ")*(1-exp(-RC1/Connectivities!R" & 2 + p & "C3)) -
(Bottomhole!RC-Bottomhole!R[-1]C)/RC1*Connectivities!R" & 2 + p &
"C3*Connectivities!R" & 2 + p & "C4*(1-exp(-RC1/Connectivities!R" & 2 + p & "C3))
),0)"          'Forecast formula
  Next p
Else ' if BHP not available
  For p = 1 To Np
    Cells(5, 2 + p).FormulaR1C1 = "=IF('Total Production'!RC>0,IF(R[-1]C=0,'Total Production'!RC, R[-1]C*exp(-RC1/Connectivities!R" & 2 + p &
"C3)+SUMPRODUCT(Injection!RC3:RC" & 2 + Ni & ",Connectivities!R" & p + 2 &
"C5:R" & p + 2 & "C" & 4 + Ni & ")*(1-exp(-RC1/Connectivities!R" & 2 + p & "C3))
),0)"          'Forecast formula
  Next p
End If
Range("C5", Cells(5, Np + 2)).Select
'Select 1st row of HM
Selection.NumberFormat = "0"
'Set number format
Selection.AutoFill Destination:=Range("C5", Cells(t + 3, Np + 2)),
Type:=xlFillDefault 'Autofill all HM estimates
Range("A1").Select

Sheets("History Matching").Activate
For p = 1 To Np
  Cells(5, 2 + p).FormulaR1C1 = "=IF('Total Production'!RC>0,IF(R[-1]C=0,'Total
Production'!RC,'Total Production'!R[-1]C*exp(-RC1/Connectivities!R" & 2 + p &
"C3)+SUMPRODUCT(Injection!RC3:RC" & 2 + Ni & ",Connectivities!R" & p + 2 &
"C5:R" & p + 2 & "C" & 4 + Ni & ")*(1-exp(-RC1/Connectivities!R" & 2 + p &
"C3))),0)" 'HM formula
  Next
  Range("C5", Cells(5, Np + 2)).Select
'Select 1st row of HM
  Selection.NumberFormat = "0"
'Set number format

```

```

    Selection.AutoFill Destination:=Range("C5", Cells(t + 3, Np + 2)),
Type:=xlFillDefault      'Autofill all HM estimates
    Range("A1").Select
    Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 90% complete"
    DoEvents

Elseif Startcrm.Option3.Value = True Then
'CRMIP
*****CRMIP CODE HERE*****

Sheets("Case Summary").Range("E11").Value = "CRMIP"

'Fill parameter labels
    Sheets("Connectivities").Activate
    For i = 1 To Ni
    Cells(2, i + 2).FormulaR1C1 = "=Injection!R3C" & 2 + i & ""
'Fill fij names
    Cells(3 + Np, i + 2).Value = 14 'Fill first tao
    Cells(3, i + 2).FormulaR1C1 = 0.08 'Fill first
fij
    Next i
    Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 60% complete"
    DoEvents
    For p = 1 To Np
    Cells(2 + p, 2).FormulaR1C1 = "'Total Production"!R3C[" & p & "]"
'Fill producer names
    Cells(2 + Np + p, 2).FormulaR1C1 = "'Total Production"!R3C[" & p & "]"
'Fill 2ndproducer names
    Next p
    Range("B2", Cells(2 + Np, 2 + Ni)).Interior.ColorIndex = 36
'Color fij table
    Range("B2", Cells(2, 2 + Ni)).Borders(xlEdgeBottom).LineStyle = xlContinuous
'Top border
    Range("B2", Cells(2 + Np + Np, 2)).Borders(xlEdgeRight).LineStyle =
xlContinuous 'Left border
    Range(Cells(3 + Np, 2), Cells(2 + Np + Np, 2 + Ni)).Interior.ColorIndex = 40
'Color tao table
'ERROR LABELS
    Range(Cells(3, 3 + Ni), Cells(2 + Np, 4 + Ni)).NumberFormat = "0%"
'Error number format
    Range(Cells(3, 3 + Ni), Cells(2 + Np, 4 + Ni)).Font.ColorIndex = 3
'Error in red
'Fill Connectivities with numbers
    Range(Cells(3, 3), Cells(3, 2 + Ni)).NumberFormat = "0.00"
'fij number format

```

```

Range(Cells(2, 3), Cells(3, 2 + Ni)).HorizontalAlignment = xlCenter
'Center fijs and injector labels
Range(Cells(3 + Np, 3), Cells(3 + Np, 2 + Ni)).NumberFormat = "0"
'tao number format
Range(Cells(3 + Np, 3), Cells(3 + Np, 2 + Ni)).HorizontalAlignment = xlCenter
'Center taos
Range(Cells(3 + Np, 3), Cells(3 + Np, 2 + Ni)).AutoFill
Destination:=Range(Cells(3 + Np, 3), Cells(2 + Np + Np, 2 + Ni)),
Type:=xlFillDefault 'autofill taos
Range(Cells(3, 3), Cells(3, 2 + Ni)).AutoFill Destination:=Range("C3", Cells(2 +
Np, 2 + Ni)), Type:=xlFillDefault 'autofill fijs
Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 70% complete"
DoEvents
'FORUMULAS START HERE
Sheets("History Matching").Activate
For r1 = 3 To 2 + Np
r2 = r1 + Np
Cells(5, r1).FormulaArray = "=IF('Total Production'!RC>0,IF(R[-1]C=0,'Total
Production'!RC,R[-1]C*EXP(-RC1/Connectivities!R" & r2 & "C3:R" & r2 & "C" & 2 +
Ni & ") + SUM( Connectivities!R" & r1 & "C3:R" & r1 & "C" & 2 + Ni &
"*Injection!RC3:RC" & 2 + Ni & "(1-EXP(-RC1/Connectivities!R" & r2 & "C3:R" &
r2 & "C" & 2 + Ni & ") )),0)"
'HM equations
Next r1
Range("C5", Cells(5, 2 + Np)).AutoFill Destination:=Range("C5", Cells(3 + t, 2 +
Np)), Type:=xlFillDefault 'autofill equations
Range("C5", Cells(3 + t, 2 + Np)).NumberFormat = "0" 'equations
numberformat

Sheets("History & Forecast Estimates").Activate
For r1 = 3 To 2 + Np
r2 = r1 + Np
Cells(5, r1).FormulaArray = "=IF('Total Production'!RC>0,IF(R[-1]C=0,'Total
Production'!RC,R[-1]C*EXP(-RC1/Connectivities!R" & r2 & "C3:R" & r2 & "C" & 2 +
Ni & ") + SUM( Connectivities!R" & r1 & "C3:R" & r1 & "C" & 2 + Ni &
"*Injection!RC3:RC" & 2 + Ni & "(1-EXP(-RC1/Connectivities!R" & r2 & "C3:R" &
r2 & "C" & 2 + Ni & ") )),0)"
'HM equations
Next r1
Range("C5", Cells(5, 2 + Np)).AutoFill Destination:=Range("C5", Cells(3 + t, 2 +
Np)), Type:=xlFillDefault 'autofill equations
Range("C5", Cells(3 + t + f, 2 + Np)).NumberFormat = "0" 'equations
numberformat
Range("C4", Cells(3 + t, 2 + Np)).Interior.ColorIndex = 40
Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 90% complete"
DoEvents

```

Else  
End If

\*\*\*\*\*SWITCH BETWEEN MODELS ENDS HERE\*\*\*\*\*

Loading.Label1.Caption = "Generating sheets... 99% complete"  
DoEvents

'Generate Report Summary  
Sheets("Case Summary").Visible = True  
Application.DisplayAlerts = False  
'Sheets("Generator").Delete  
Application.DisplayAlerts = True  
Sheets("Case Summary").Activate

Range("B10").Formula = "Report Summary"  
Range("B11").Formula = "Capacitance-Resistive Model"  
Range("B12").Formula = "Number of producers"  
Range("B13").Formula = "Number of injectors"  
Range("B14").Formula = "Number of time steps"  
Range("B15").Formula = "Start date of history matching"  
Range("B16").Formula = "End date of history matching"  
Range("B17").Formula = "Reduce parameters"  
Range("B18").Formula = "Radial cutoff around each prod."  
Range("B19").Formula = "Normalized initial guesses"  
Range("B20").Formula = "Solved model"  
Range("B21").Formula = "Number of parameters"

Range("E11").HorizontalAlignment = xlRight  
Range("E10").Font.ColorIndex = 36  
Range("E10").Formula = units  
Range("E12").Formula = Np  
Range("E13").Formula = Ni  
Range("E14").Formula = t  
Range("E15").Formula = "N/A"  
Range("E16").Formula = "N/A"  
Range("E17").Formula = "No"  
Range("E18").Formula = "No"  
Range("E19").Formula = "No"  
Range("E20").Formula = "No"  
Range("E21").Formula = Sheets("Settings").Range("Z3").Value  
If Startcrm.BHP.Value = True Then  
Range("E21").Value = Range("E21").Value + Np  
End If

```
Range("B10").Font.Bold = True
Range("B10:E21").Interior.ColorIndex = 36
Range("B10:E10").Borders(xlEdgeBottom).LineStyle = xlContinuous
Range("E15:E20").Font.ColorIndex = 3
Range("E15:E20").Font.Bold = True
Range("E15:E21").HorizontalAlignment = xlRight
```

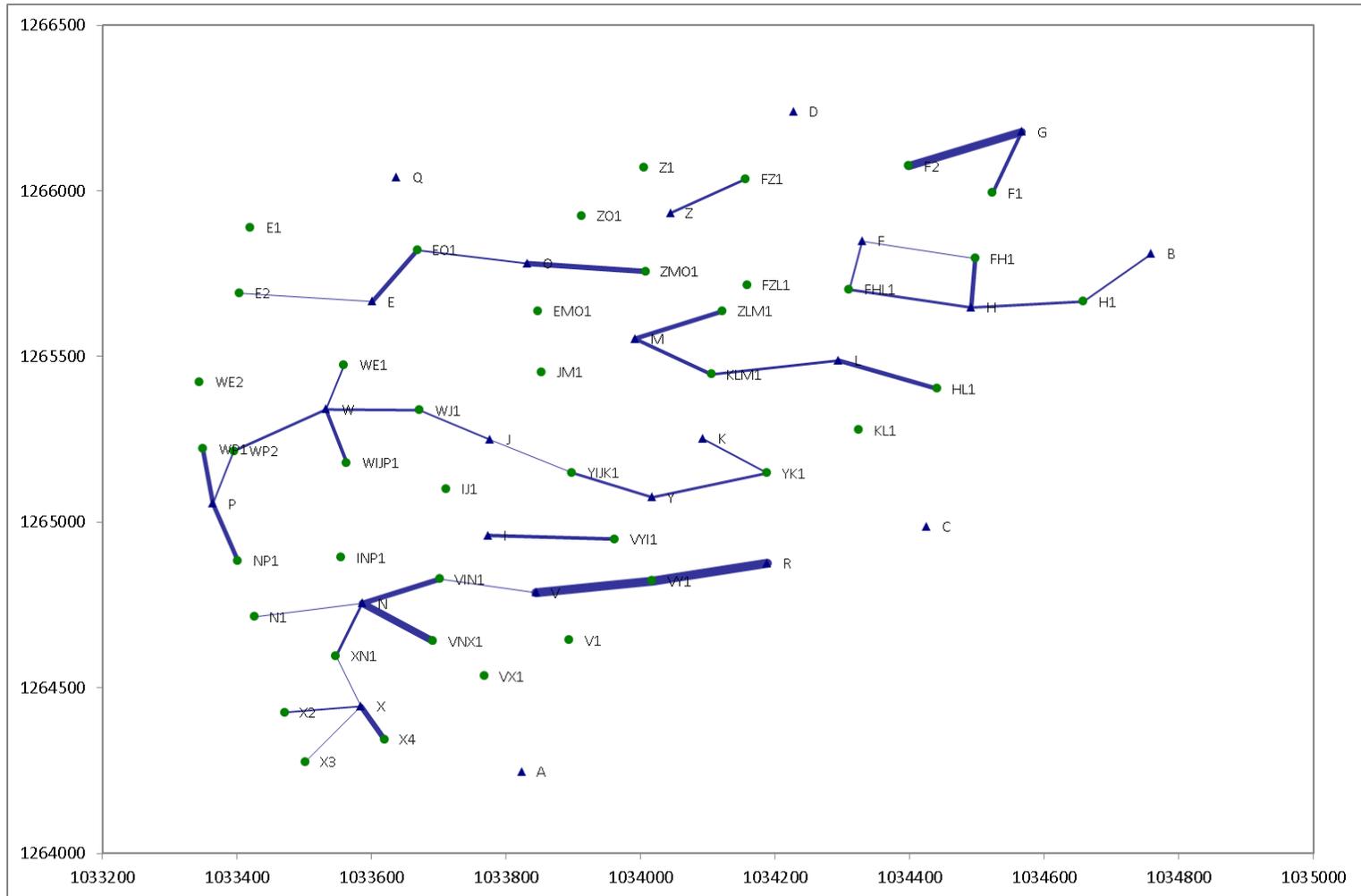
```
Sheets("Connectivities").Activate
Range("A1").Formula = "Minimize Me (Average Rel. Error for History Match)"
Range("C1").FormulaR1C1 = "=Average(R3C" & 5 + Ni & ":R" & 2 + Np & "C" &
5 + Ni & ")"
Range("C1").Font.ColorIndex = 3
Range("C1").Font.Bold = True
Range("A1").Select
```

```
Sheets("Case Summary").Activate
Range("A1").Select
```

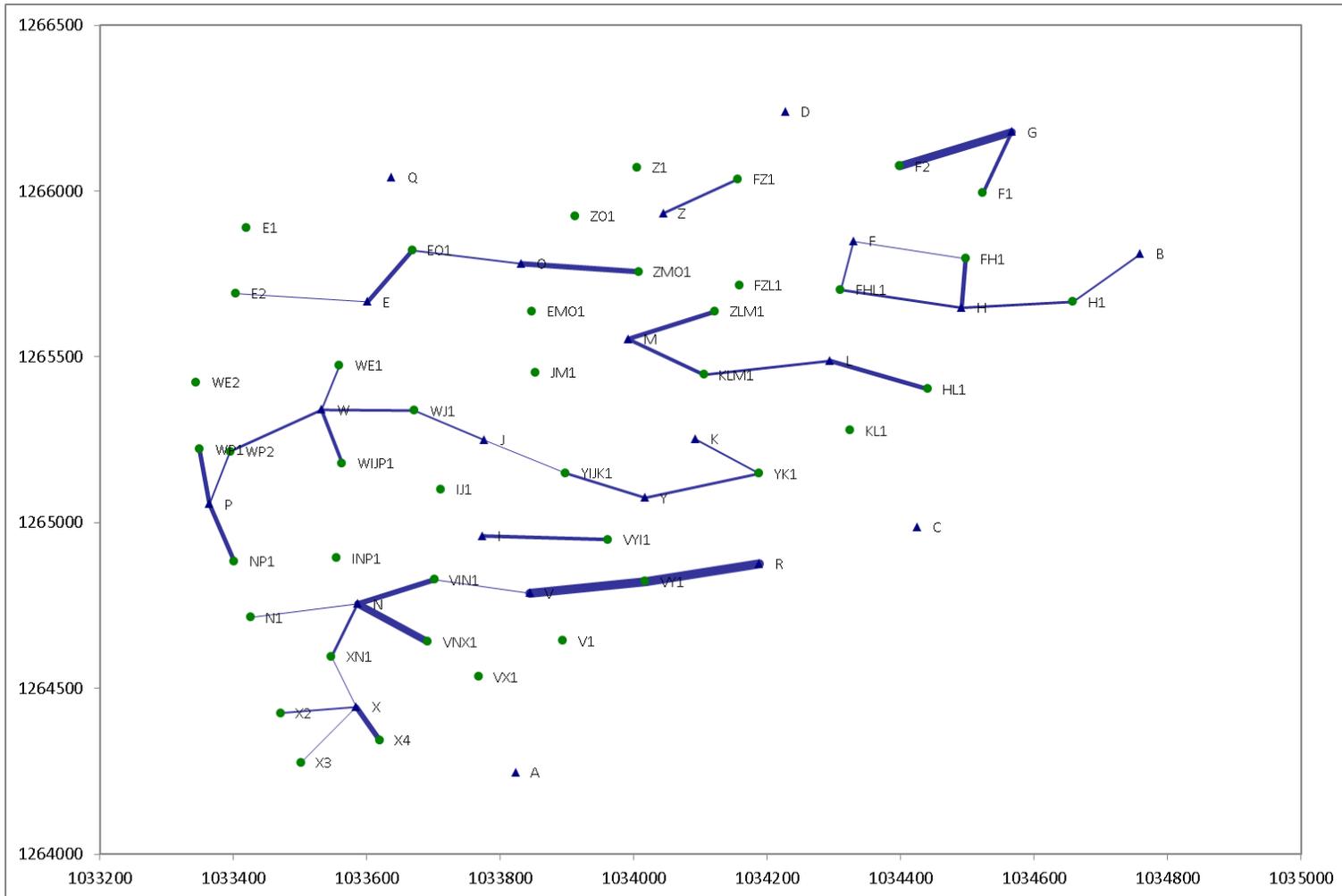
```
Loading.Hide
Application.ScreenUpdating = True
End Sub
```

**Anexo B.**  
**Mapas de conectividades a 200 metros para cada periodo de evaluación**

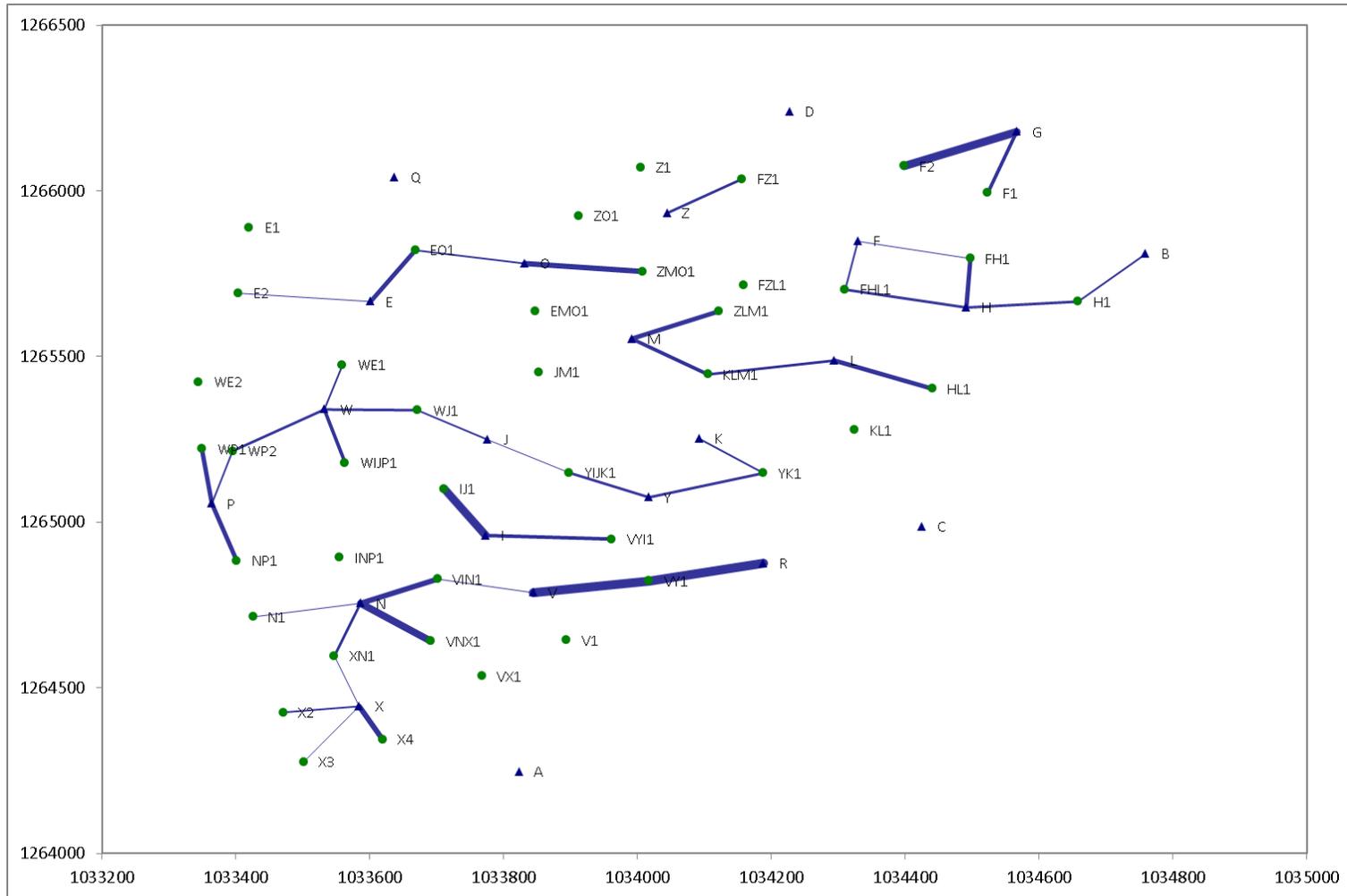
### Periodo de evaluación 2005-2017



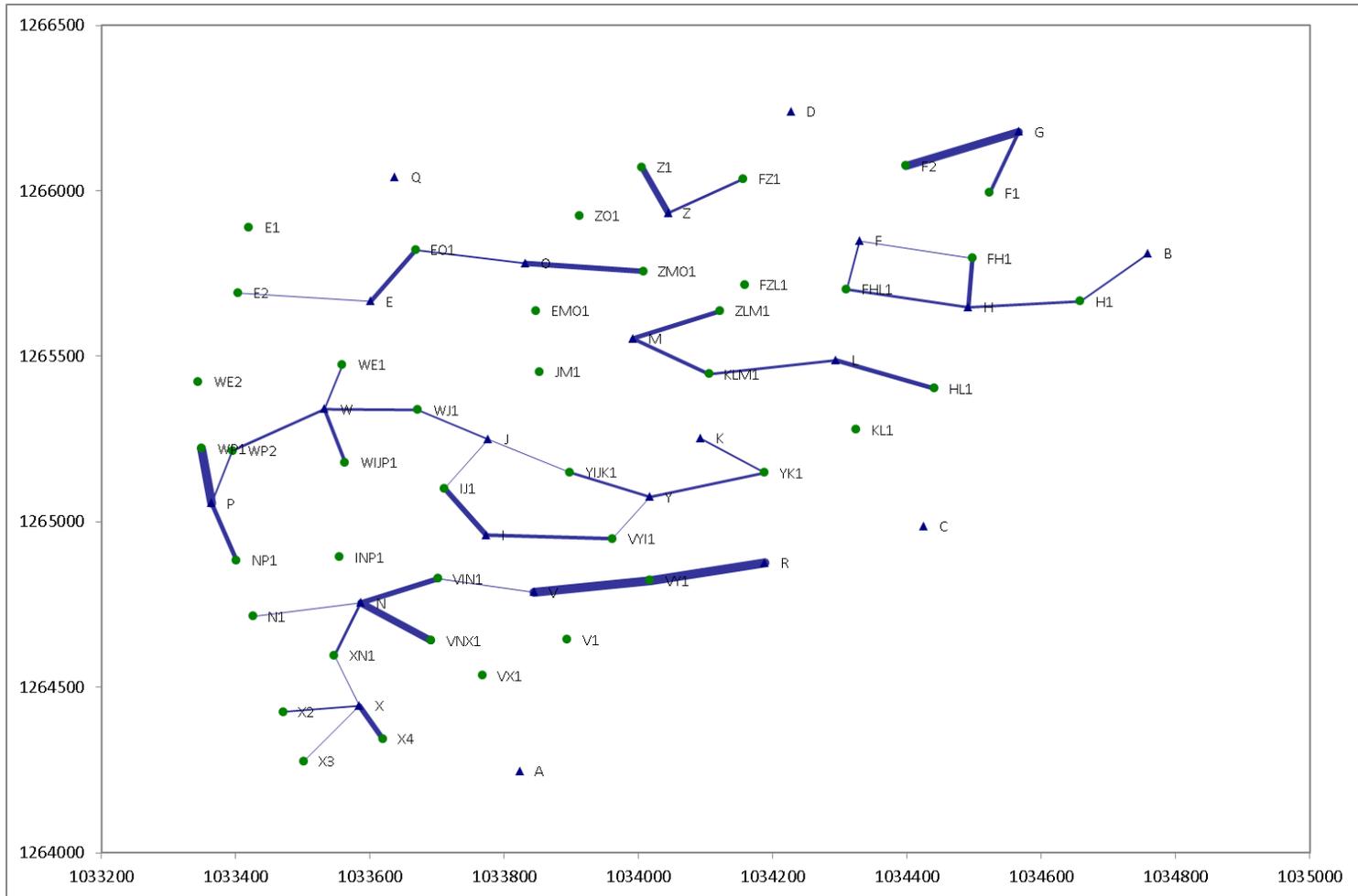
### Periodo de evaluación 2006-2017



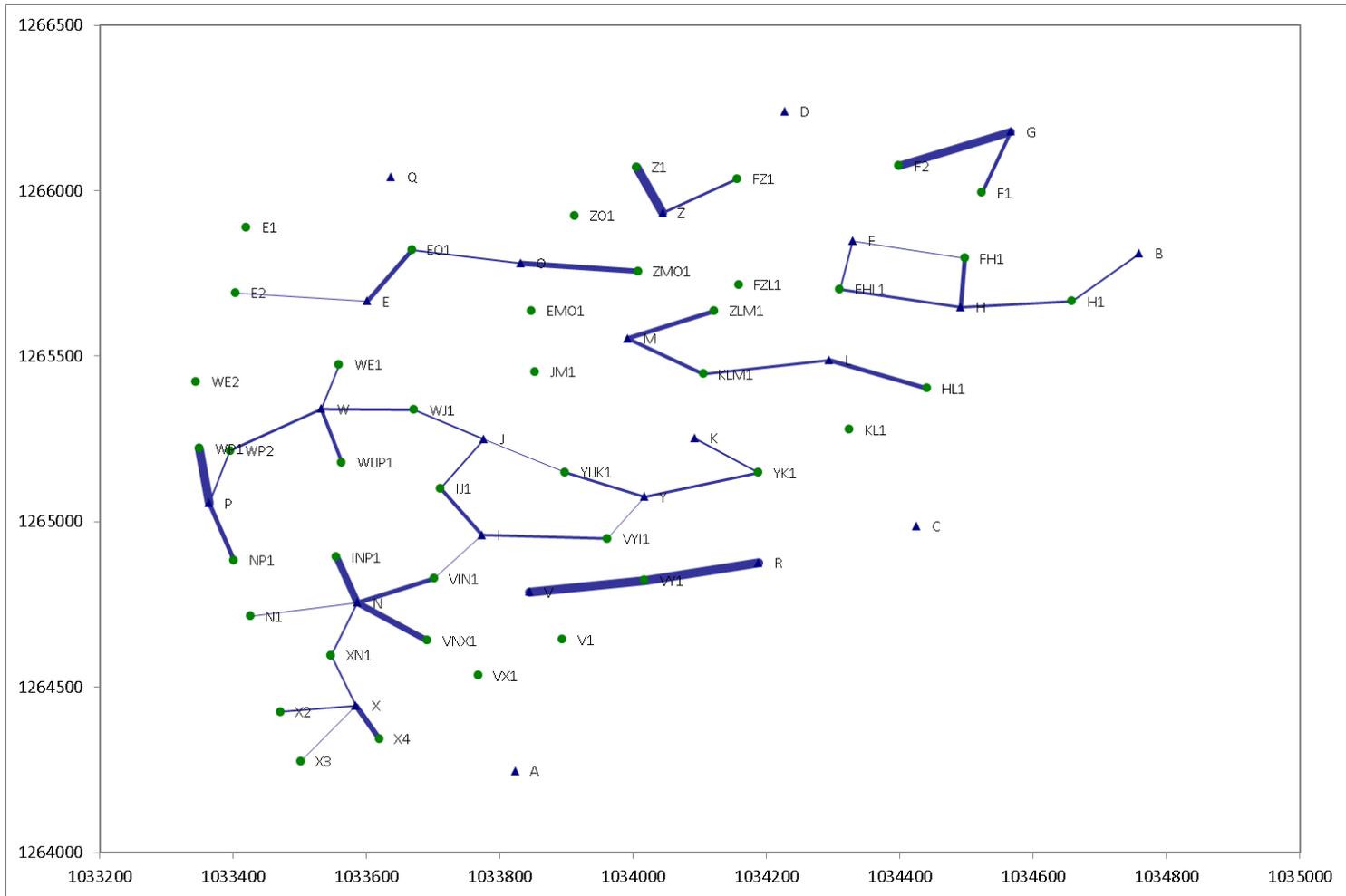
### Periodo de evaluación 2007-2017



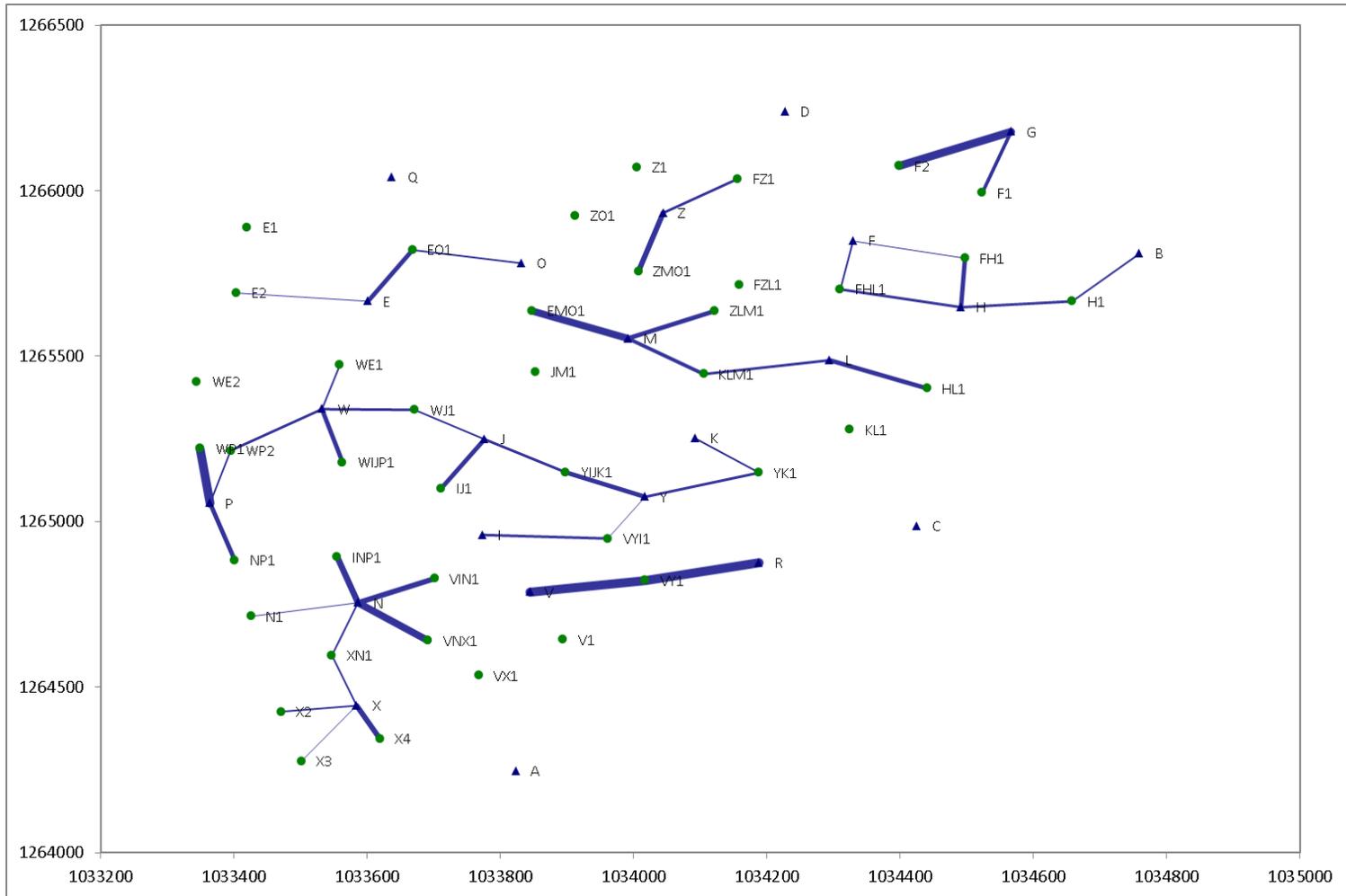
### Periodo de evaluación 2008-2017



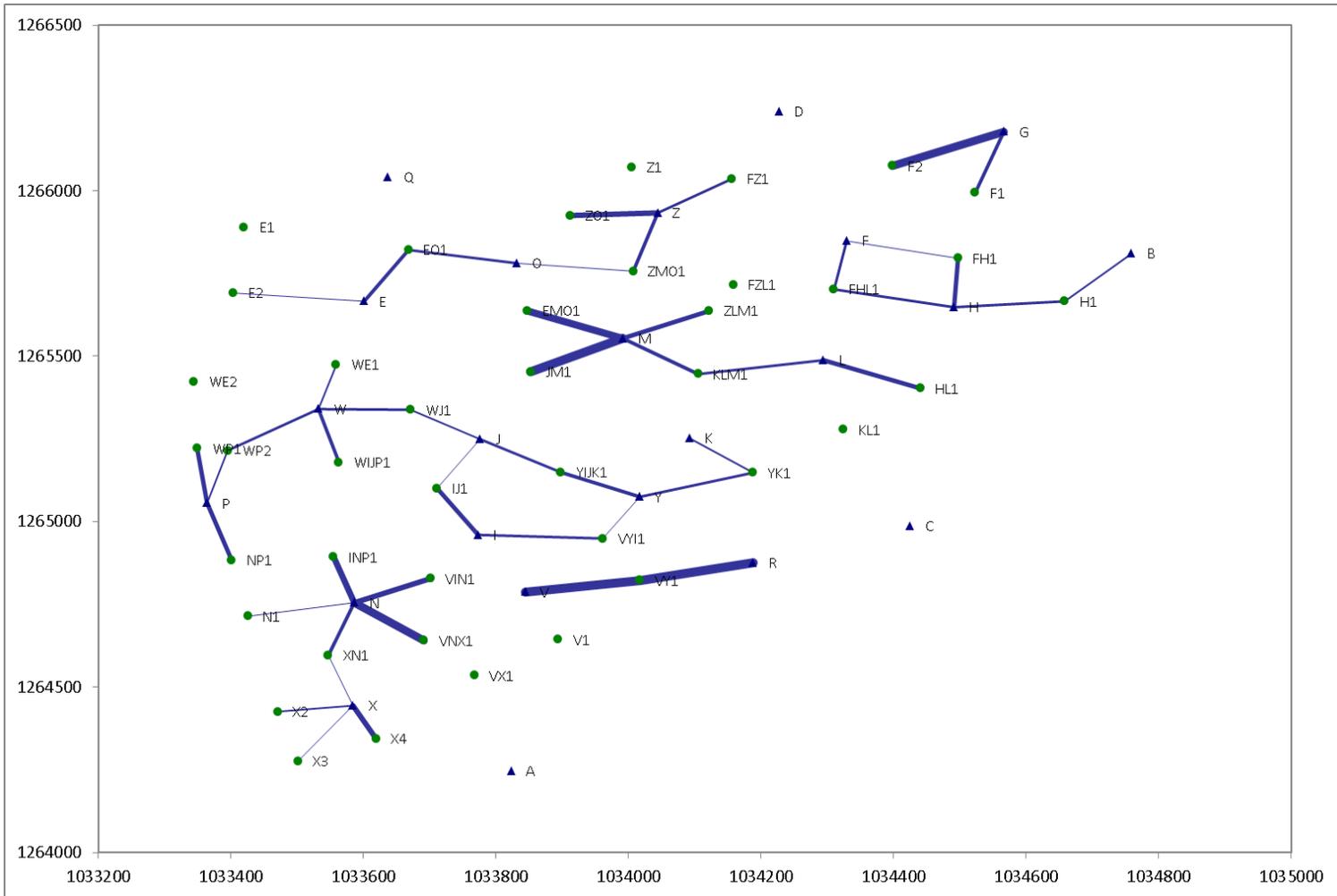
### Periodo de evaluación 2009-2017



### Periodo de evaluación 2010-2017

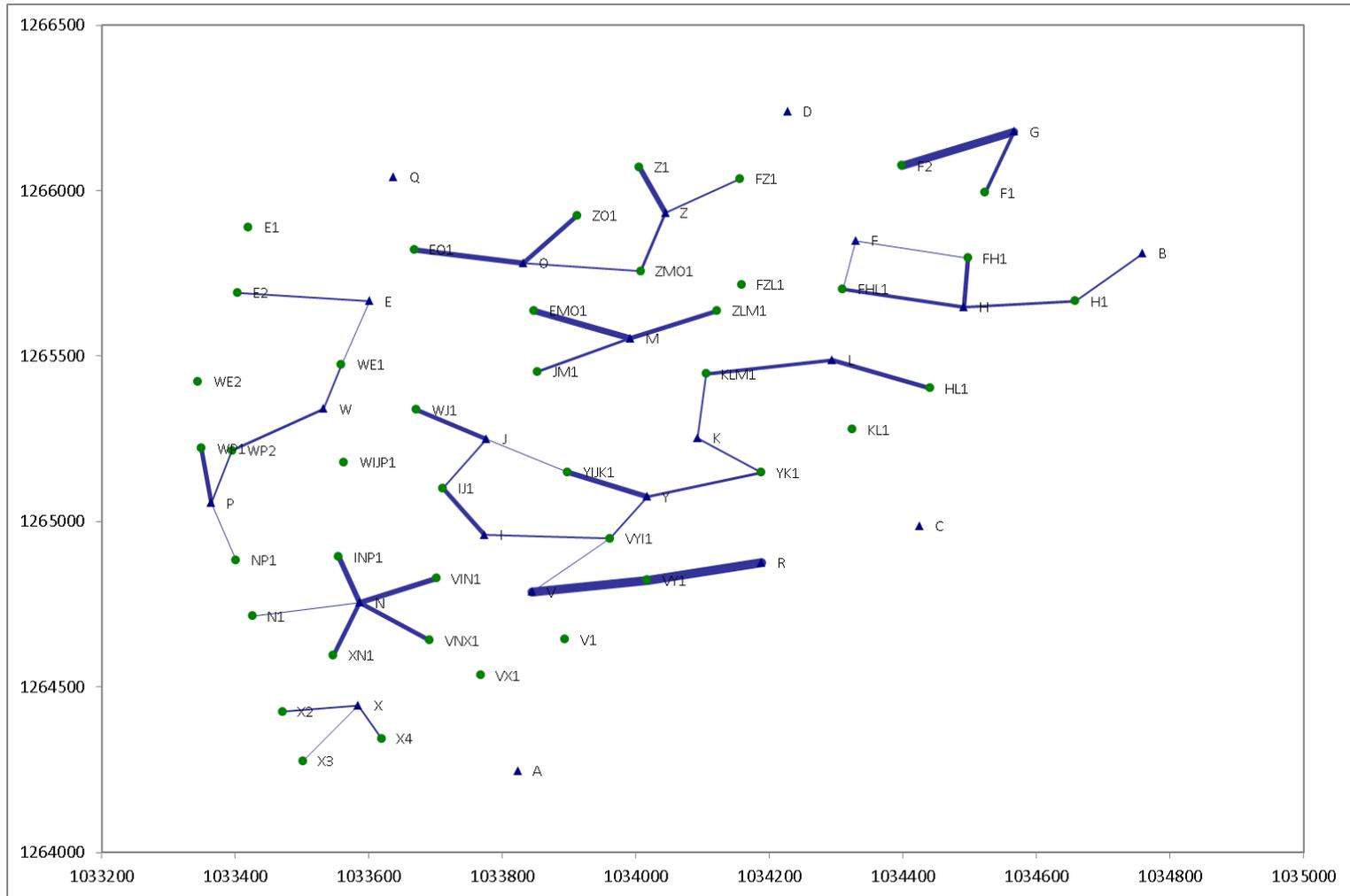


### Periodo de evaluación 2011-2017





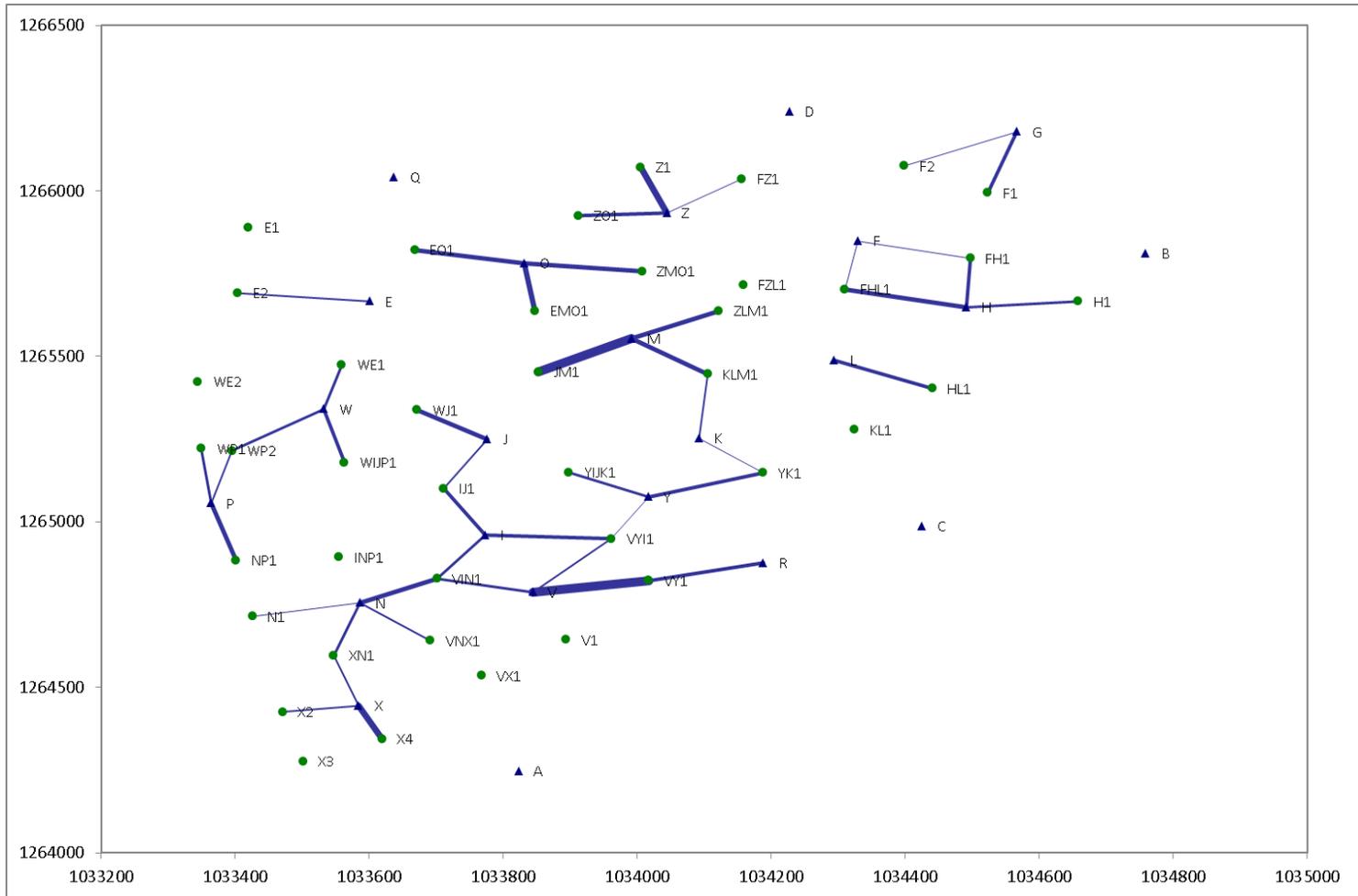
### Periodo de evaluación 2013-2017







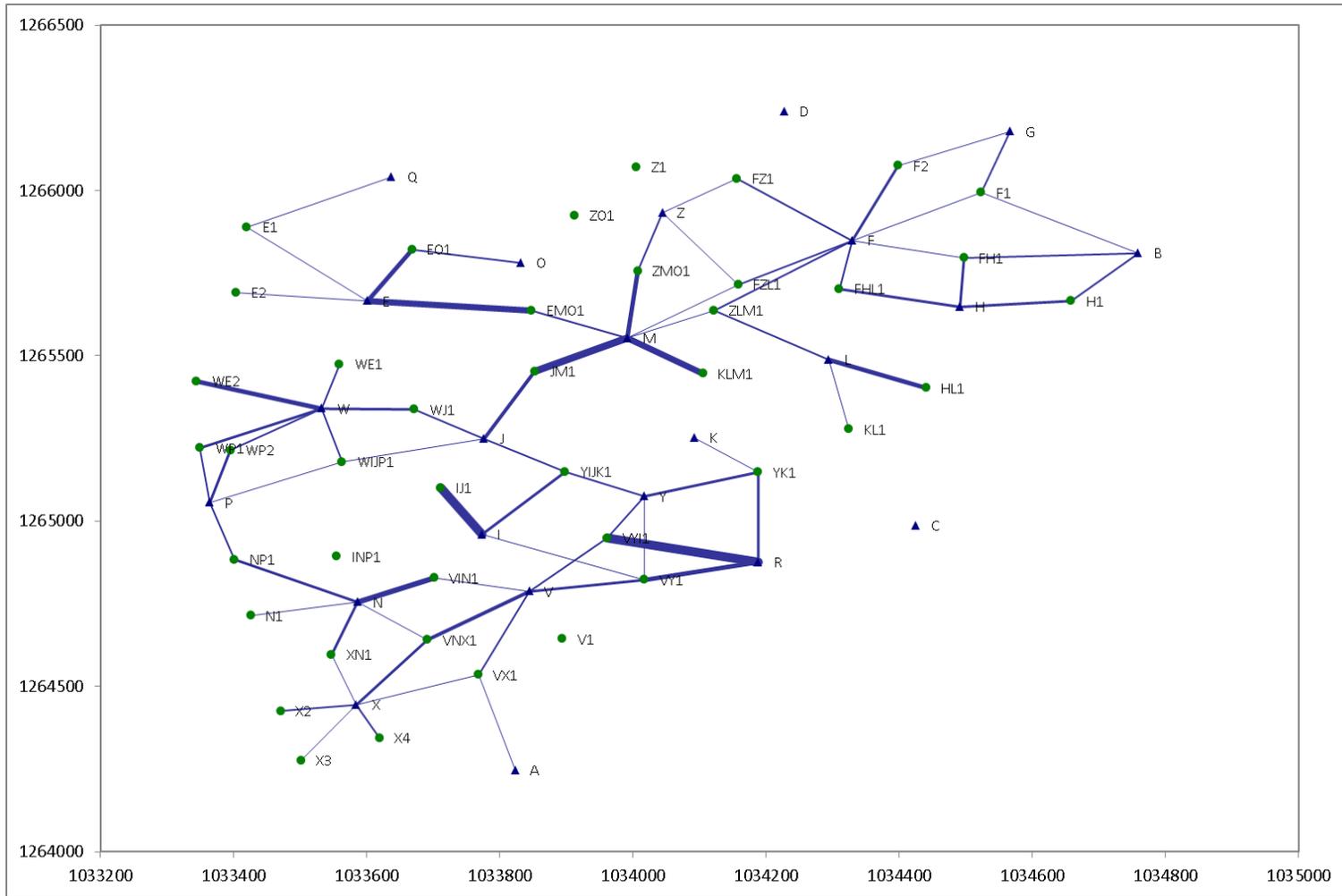
### Periodo de evaluación 2016-2017



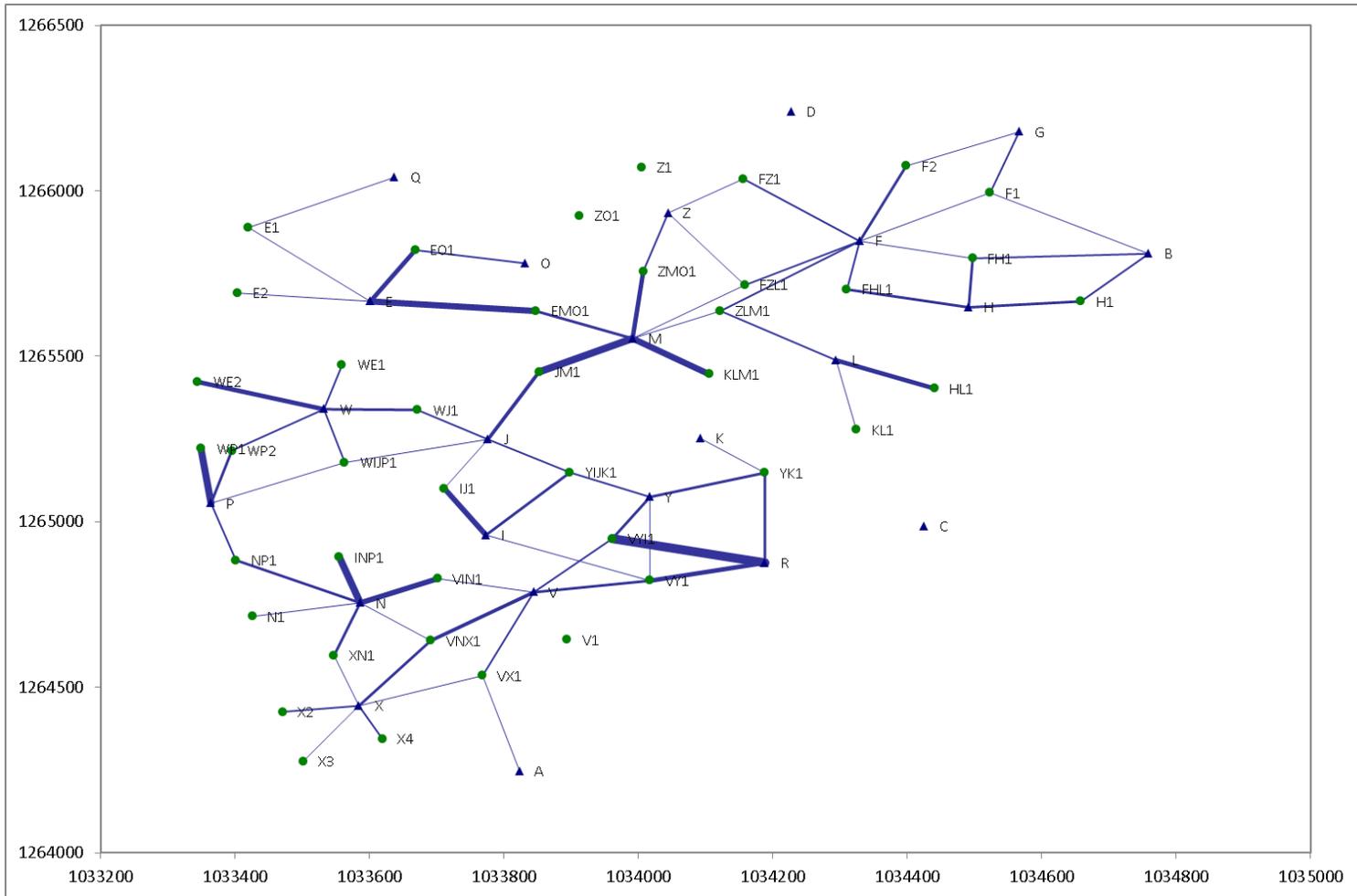
**Anexo C.**  
**Mapas de conectividades a 300 metros para cada periodo de evaluación.**



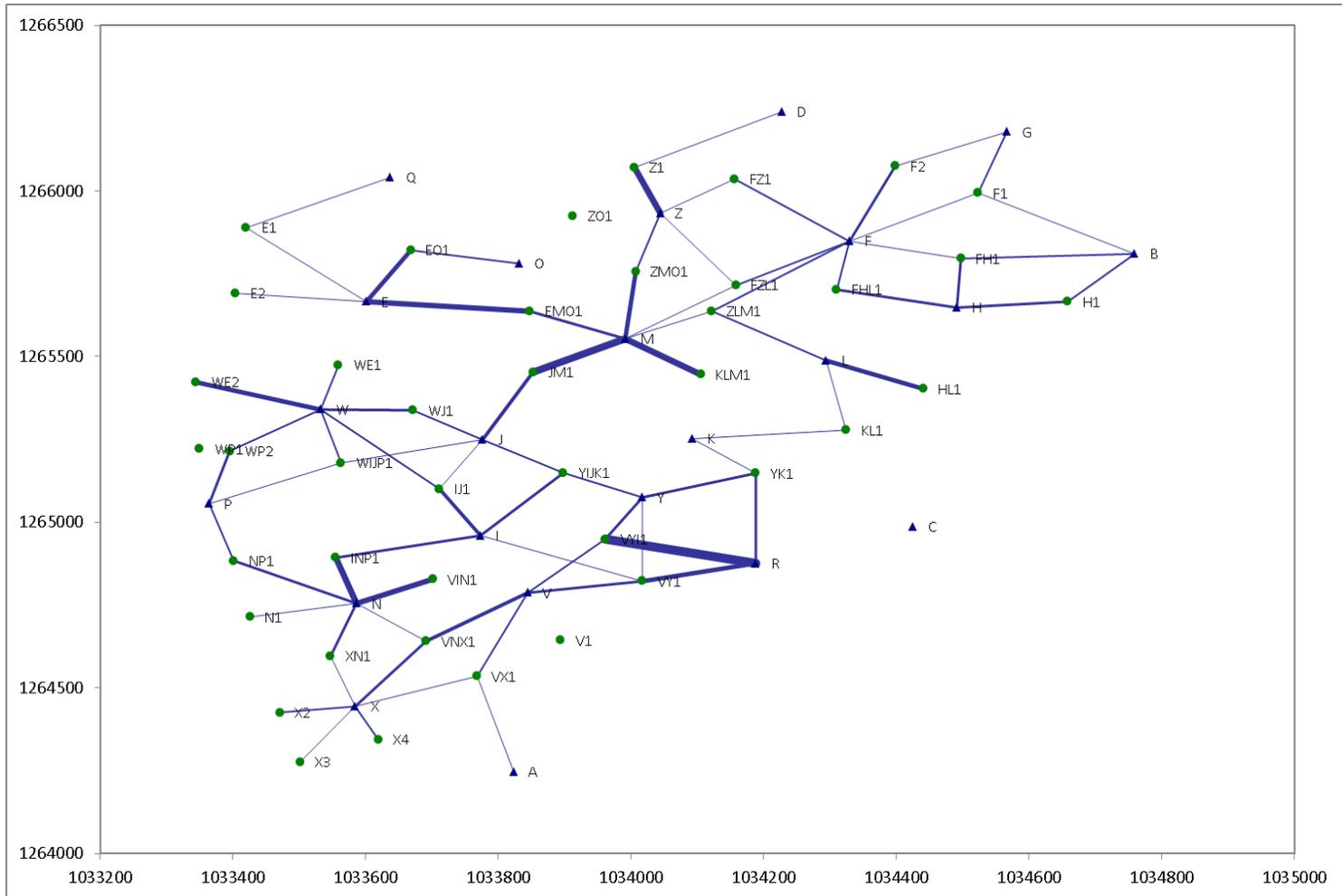
### Periodo de evaluación 2006-2017



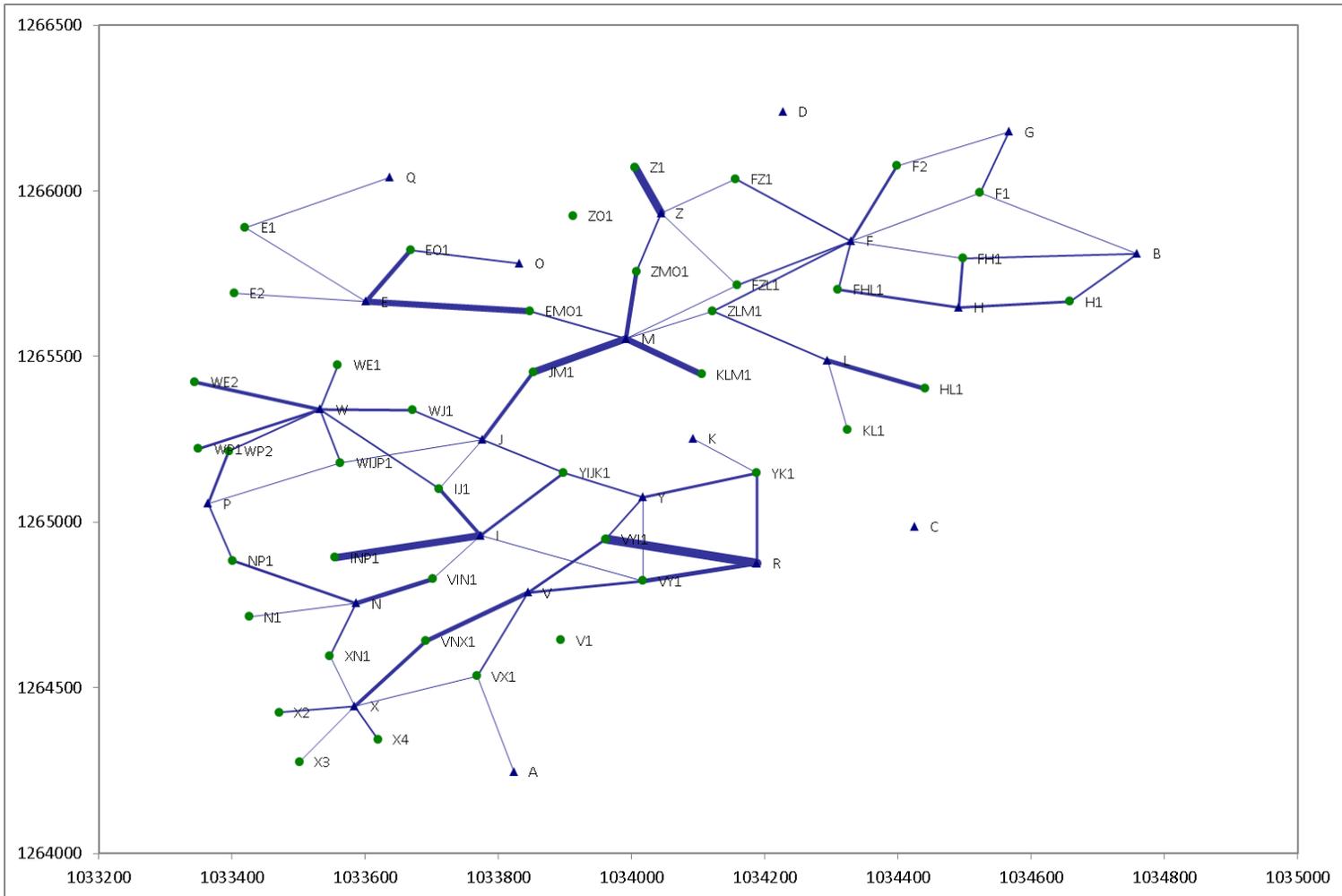
### Periodo de evaluación 2007-2017



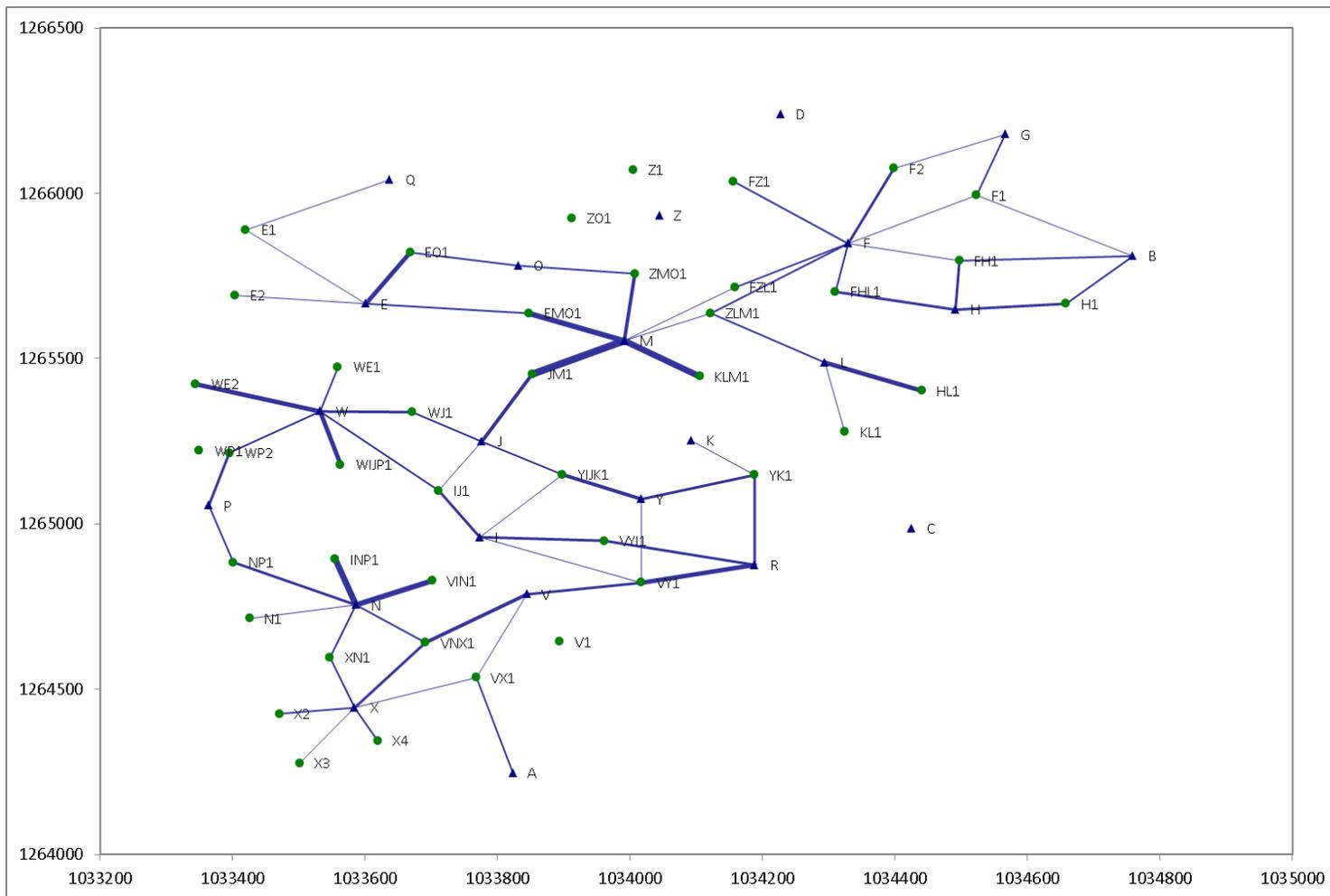
### Periodo de evaluación 2008-2017



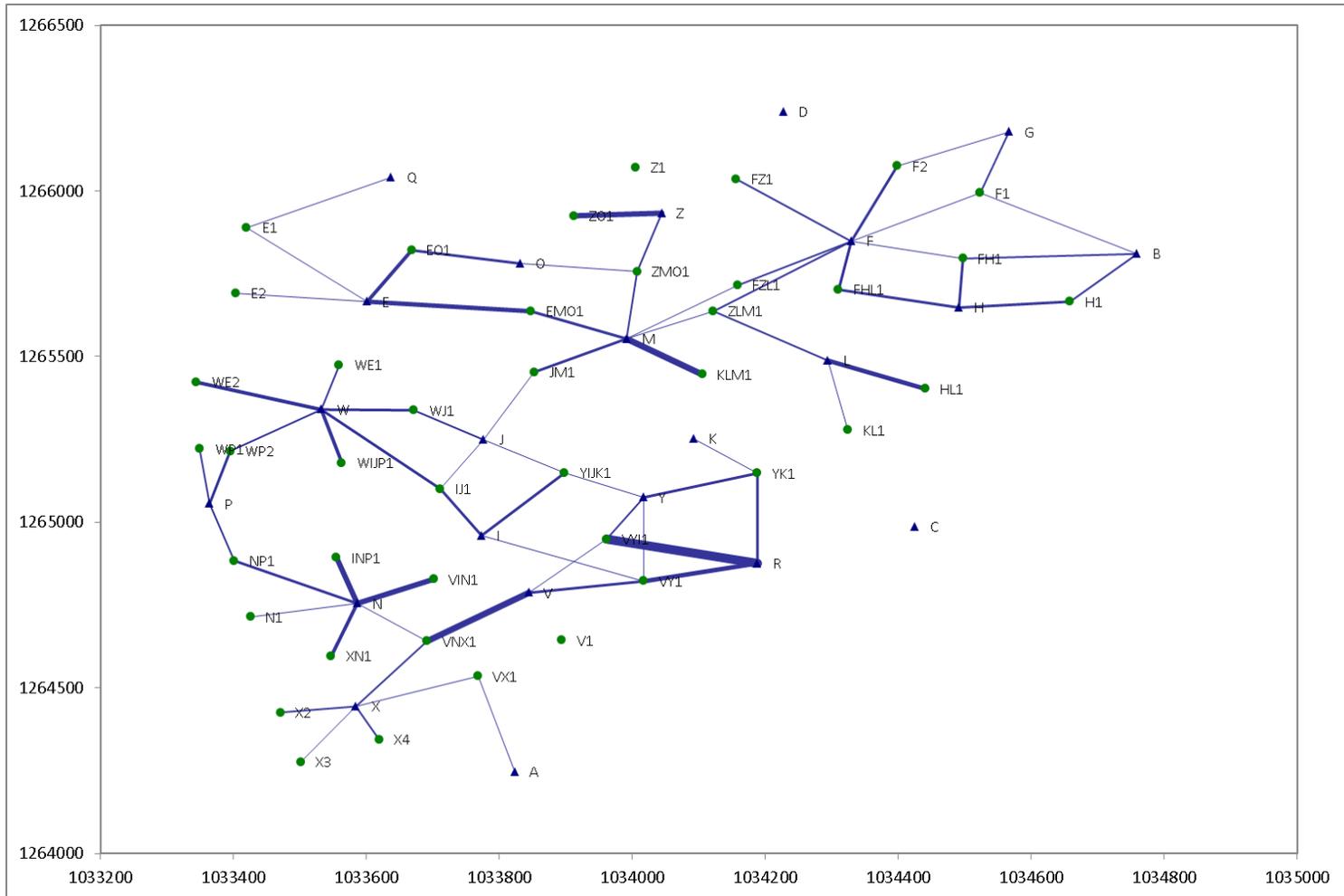
### Periodo de evaluación 2009-2017



Periodo de evaluación 2010-2017

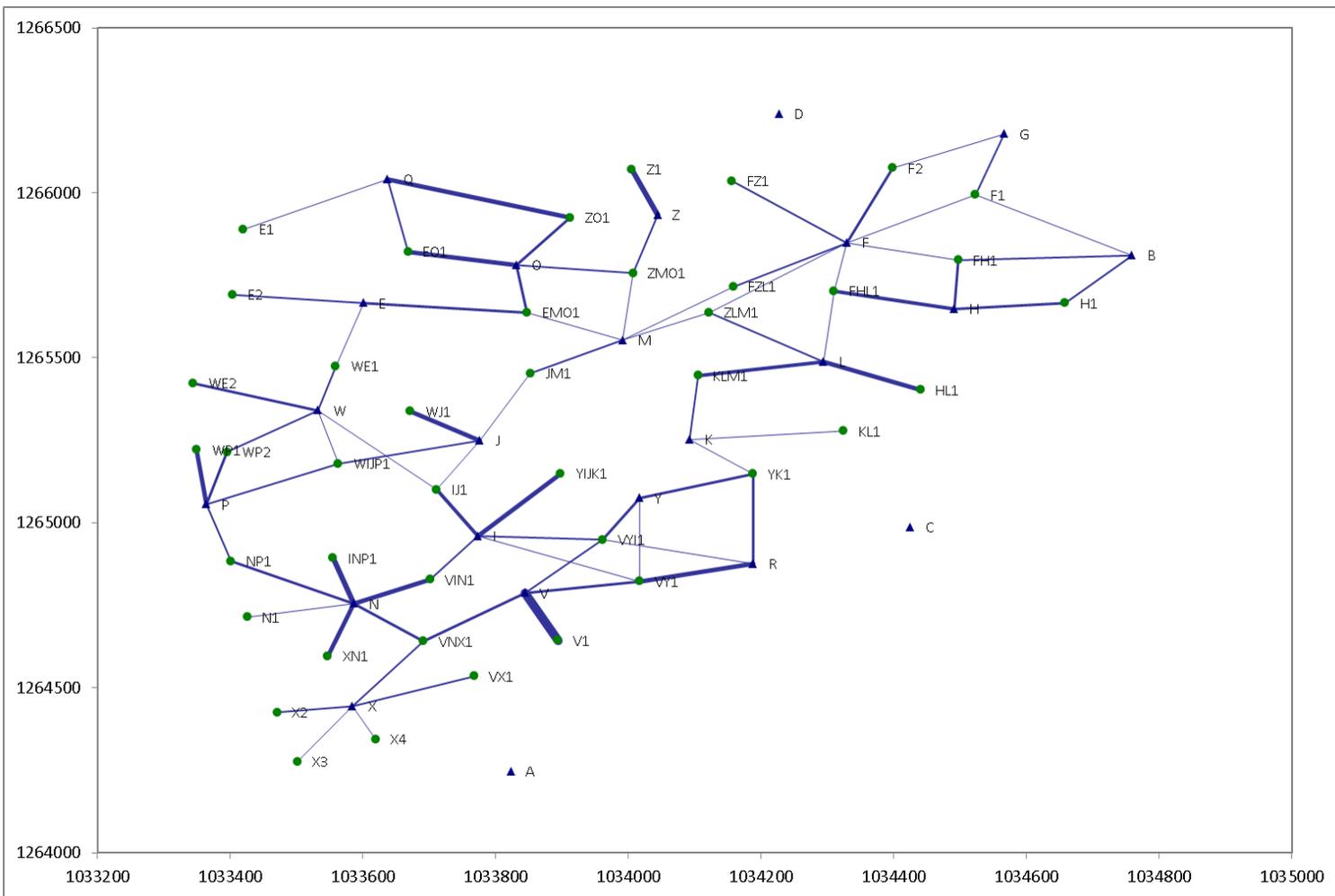


### Periodo de evaluación 2011-2017

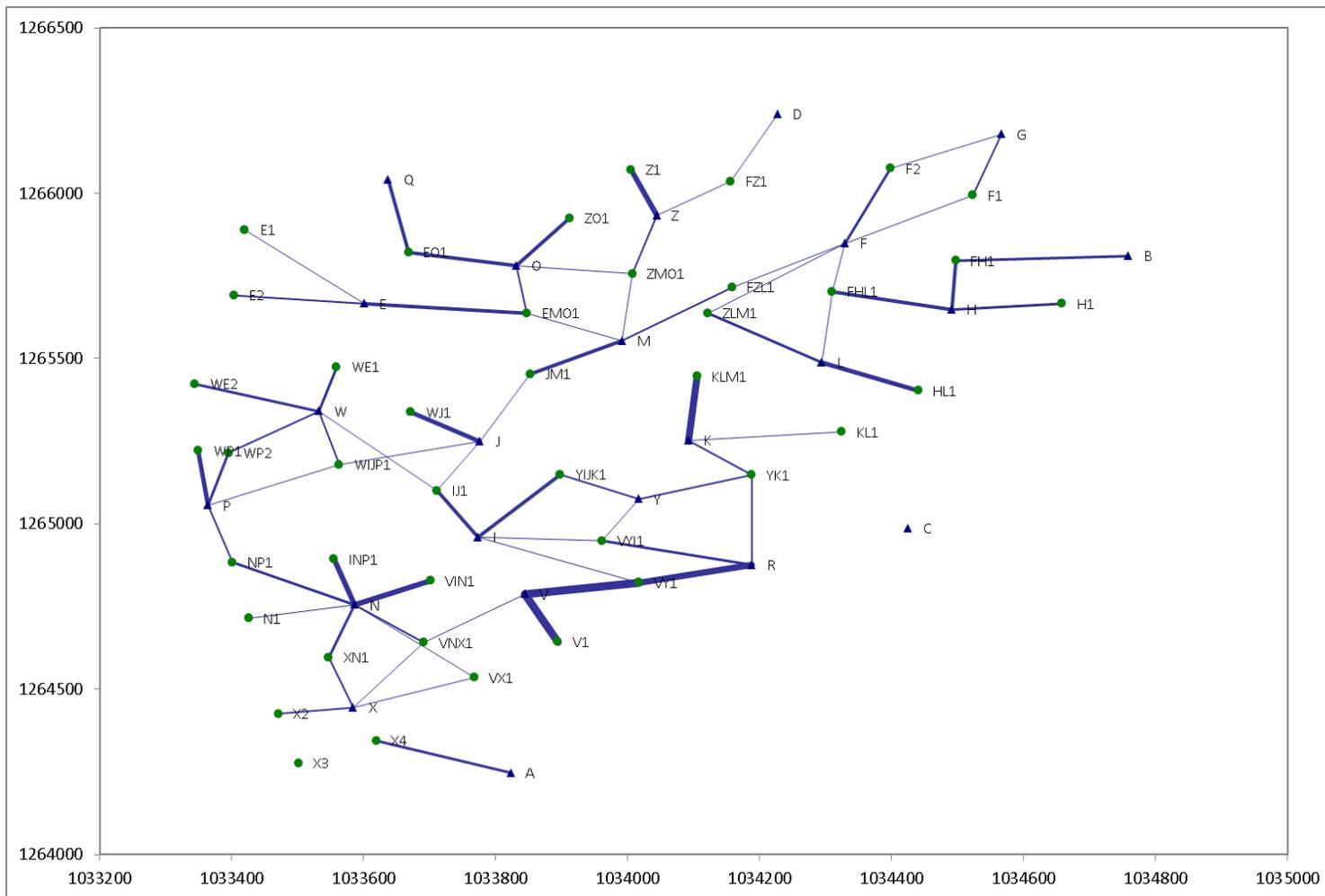




Periodo de evaluación 2013-2017

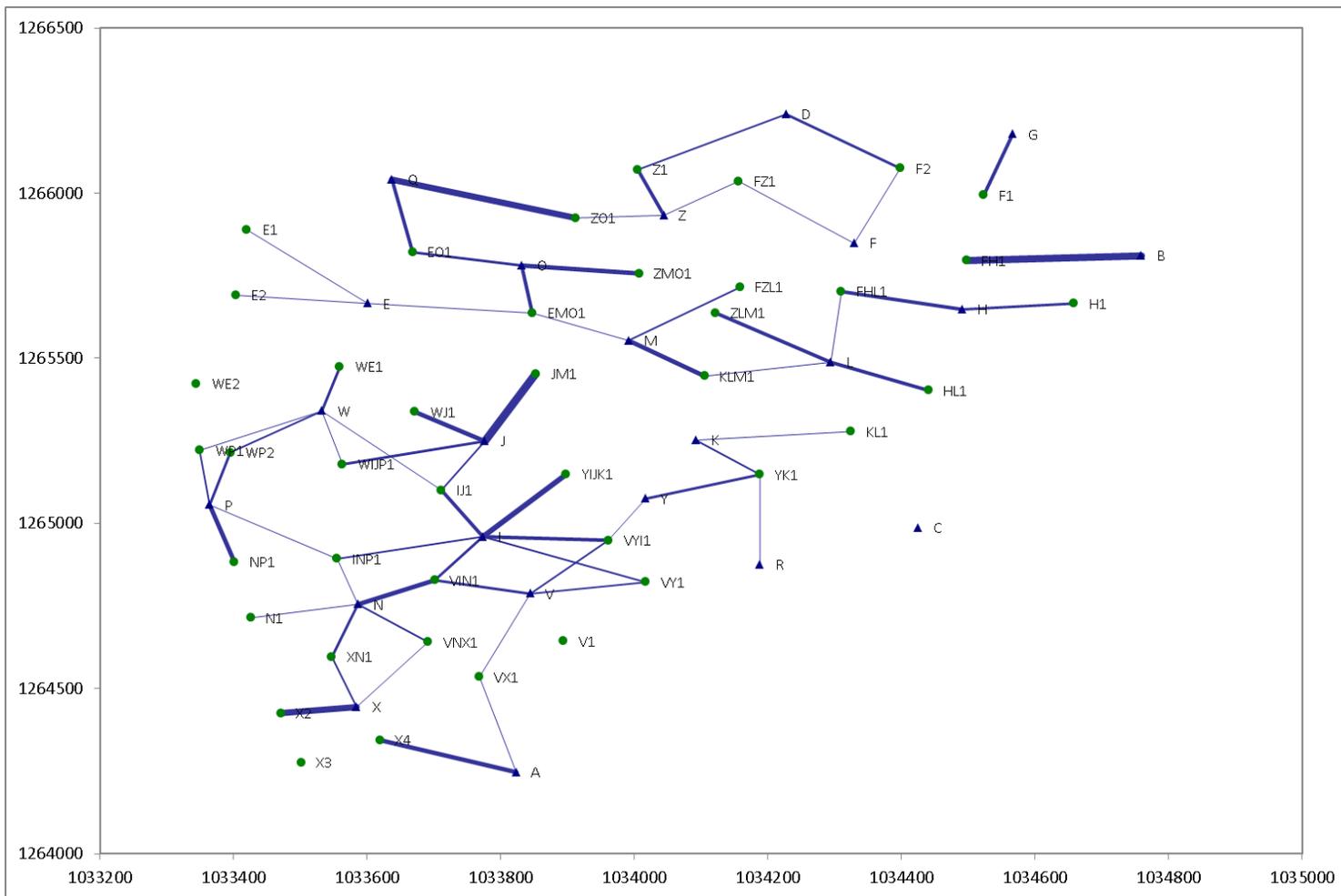


### Periodo de evaluación 2014-2017





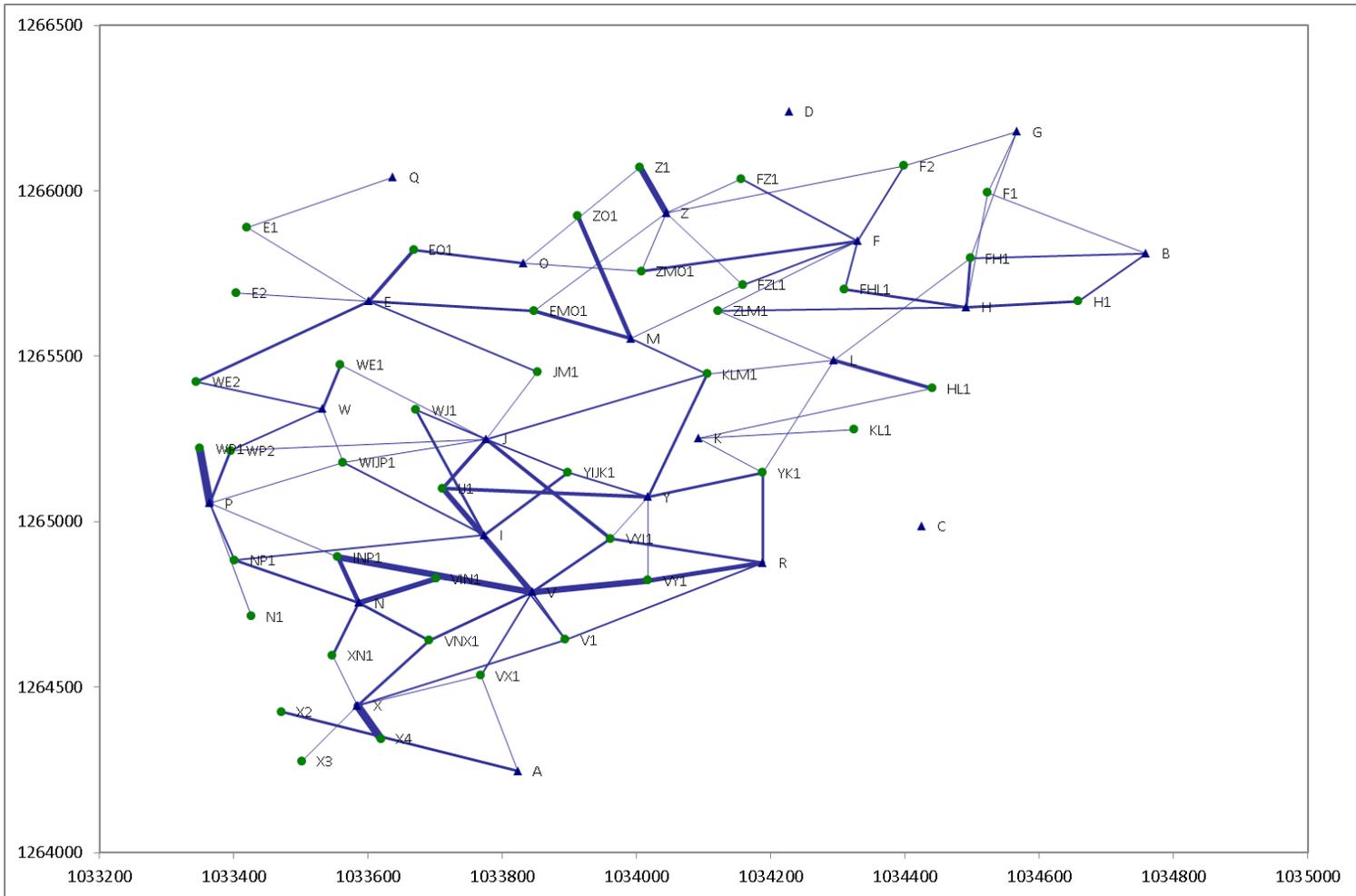
### Periodo de evaluación 2016-2017



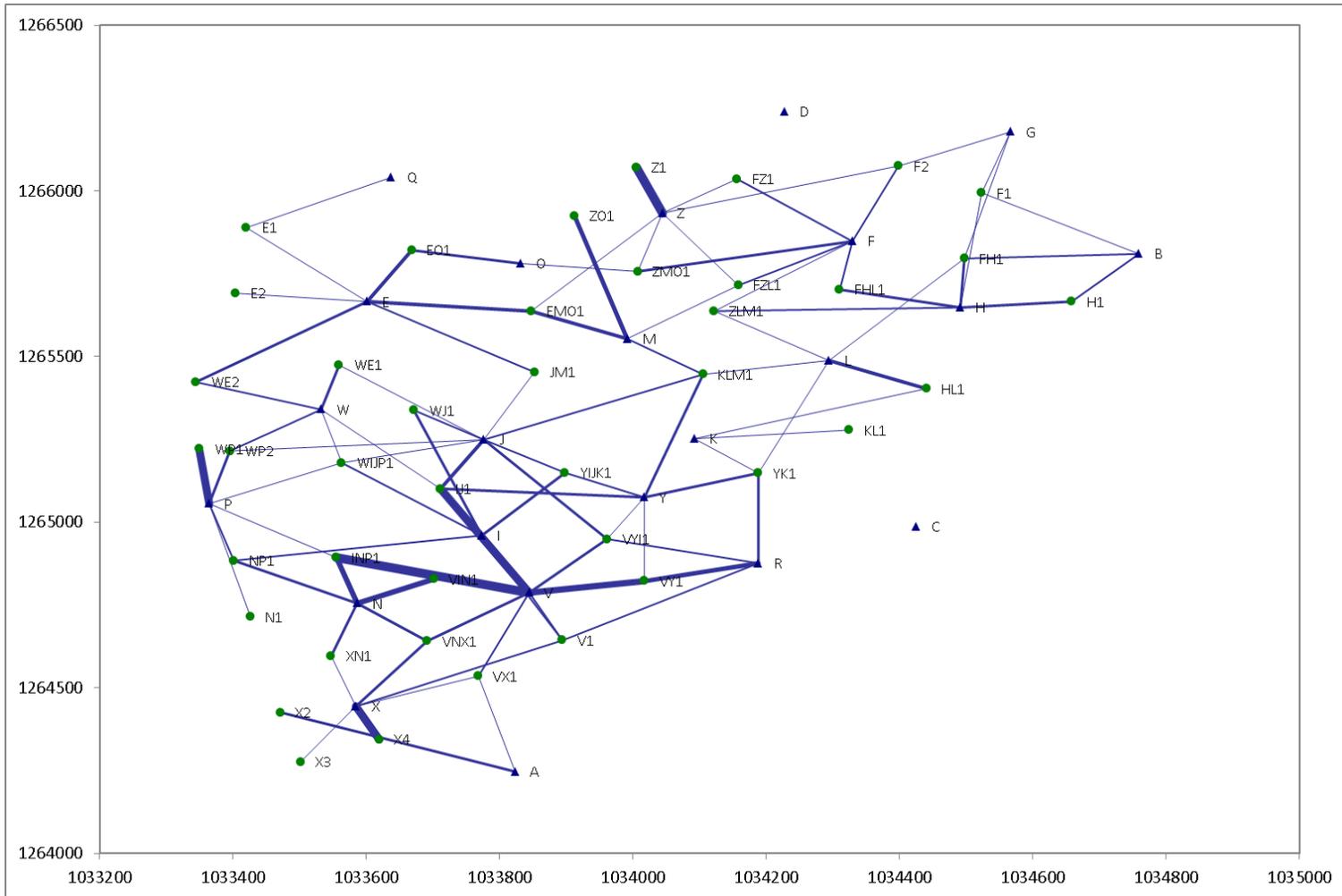
**Anexo D.**  
**Mapas de conectividades a 400 metros para cada periodo de evaluación.**



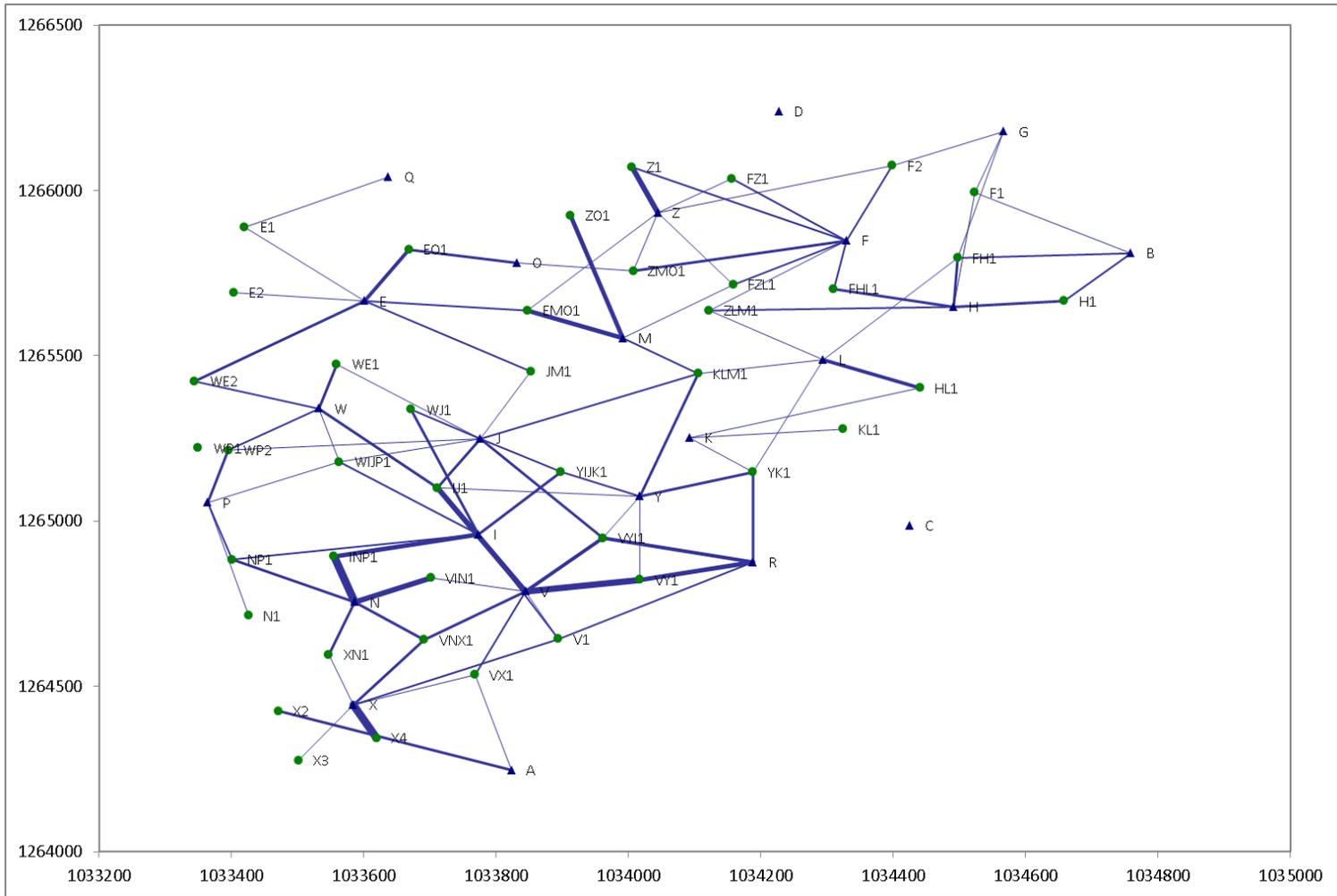
### Periodo de evaluación 2006-2017



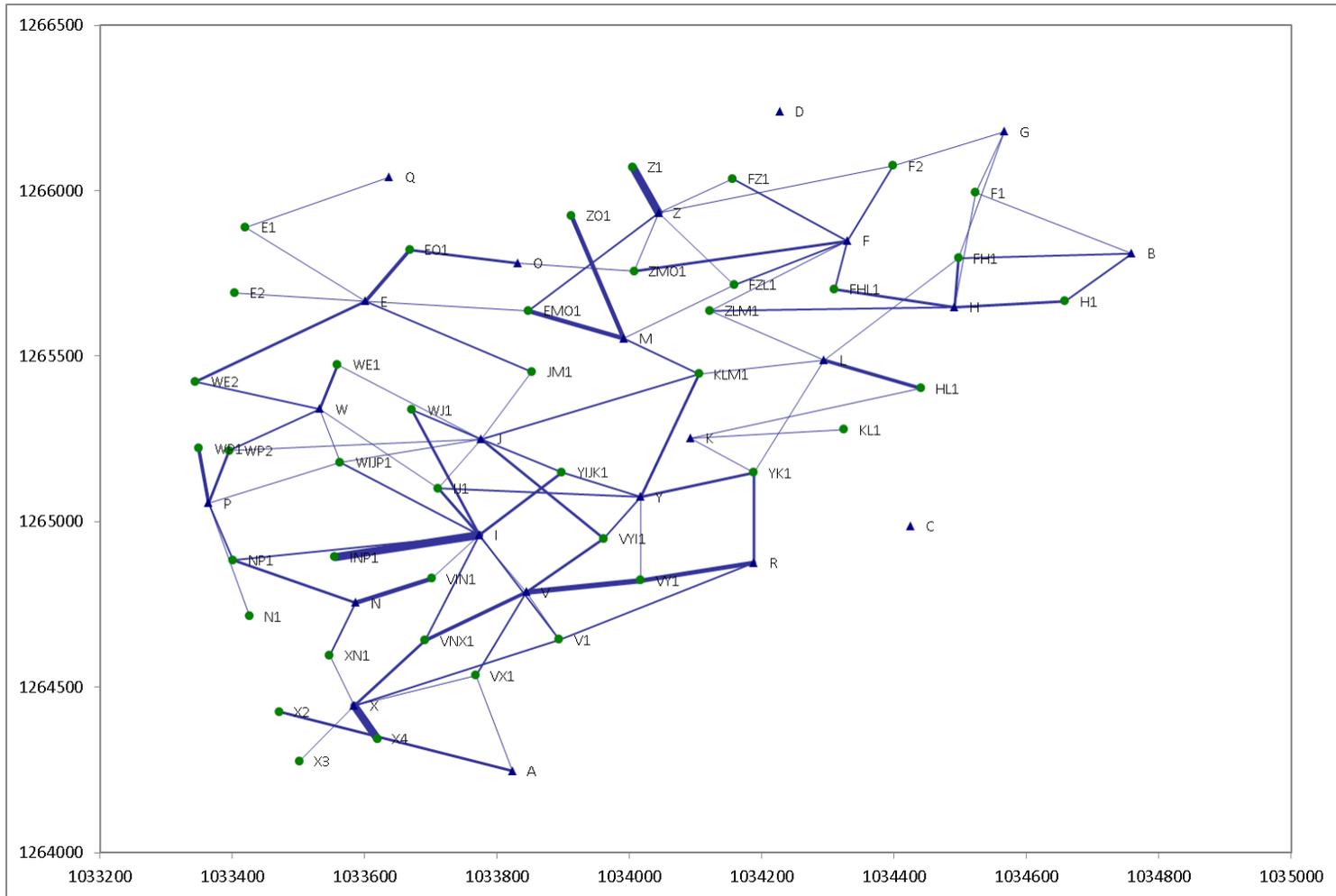
### Periodo de evaluación 2007-2017



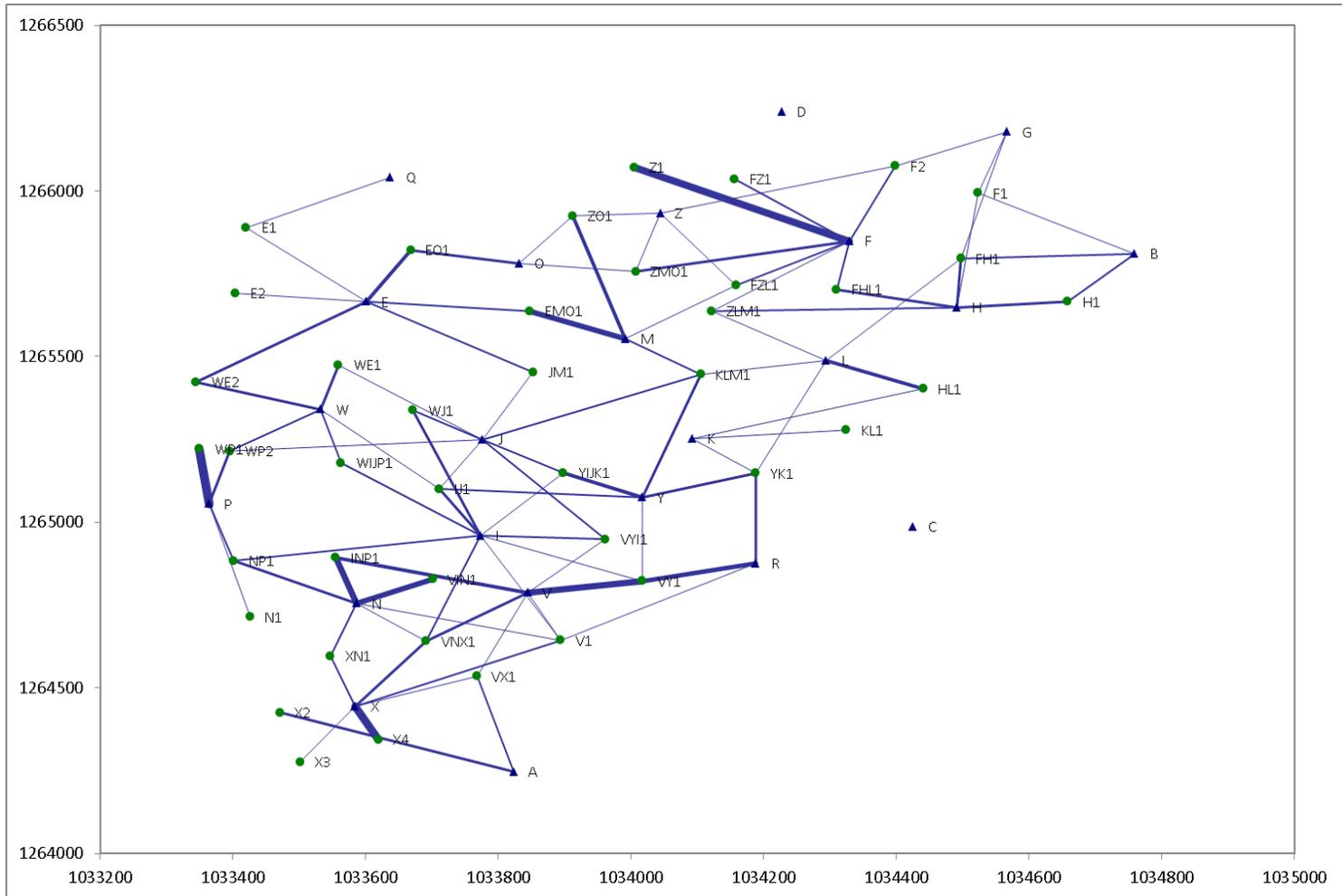
### Periodo de evaluación 2008-2017



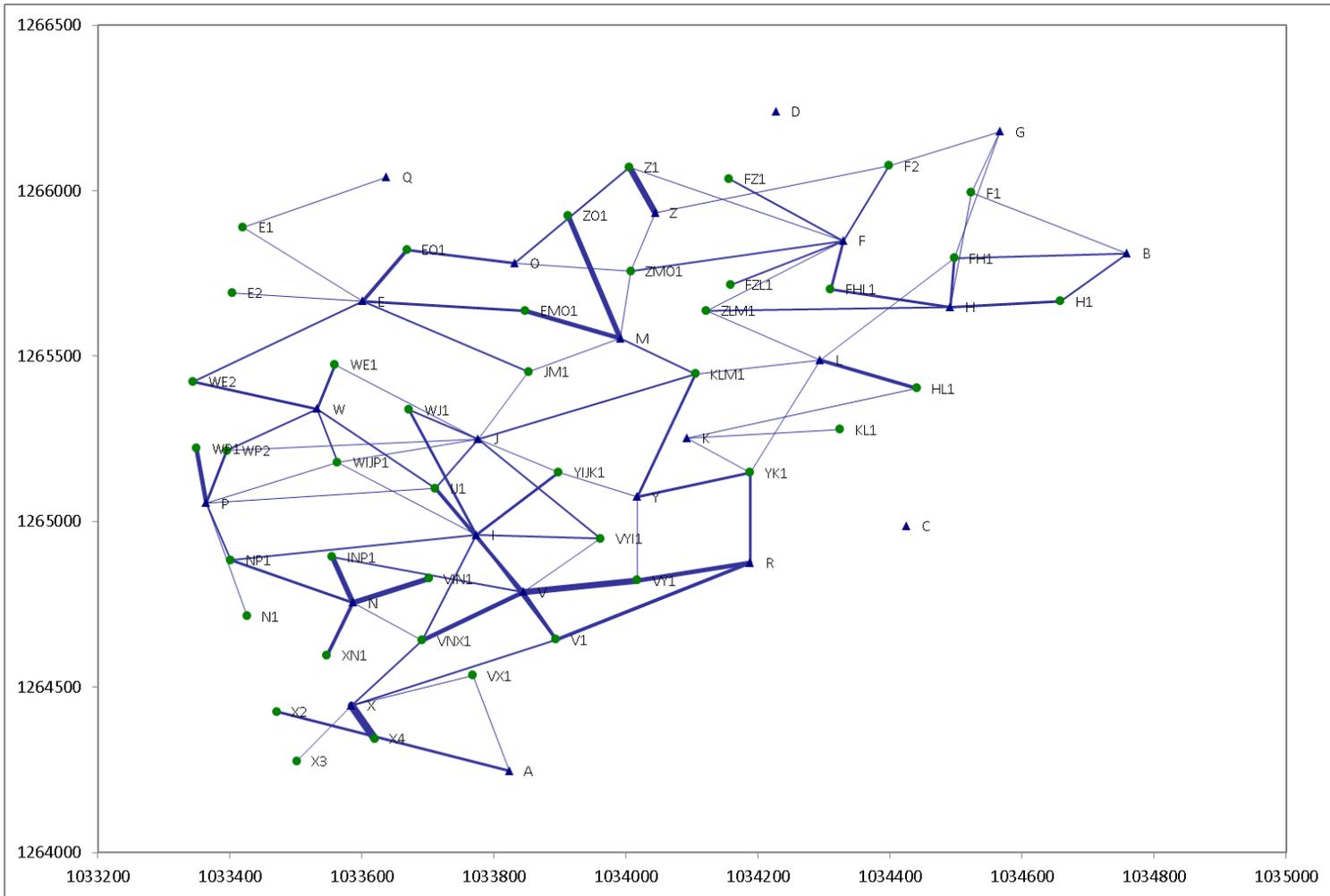
### Periodo de evaluación 2009-2017



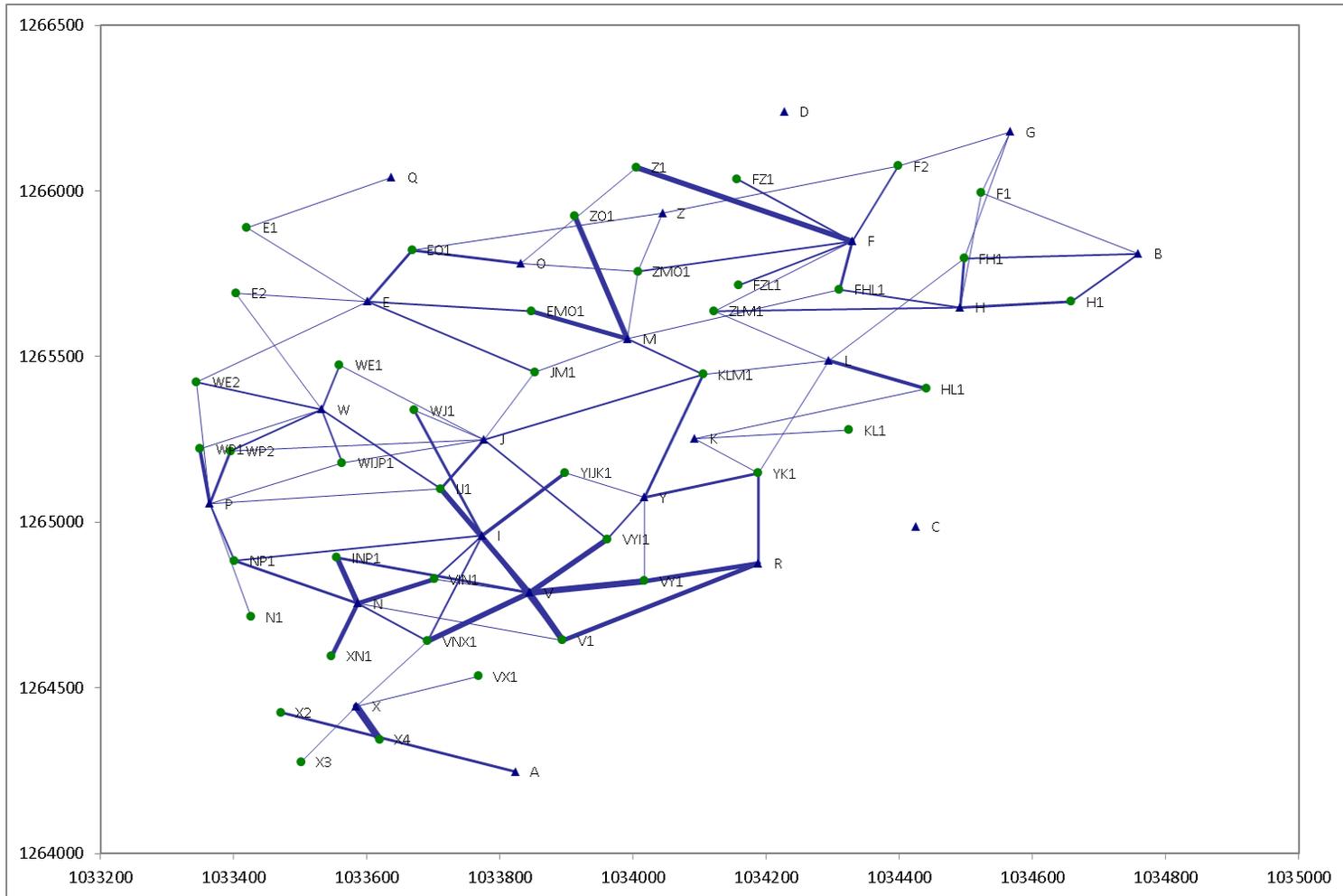
### Periodo de evaluación 2010-2017



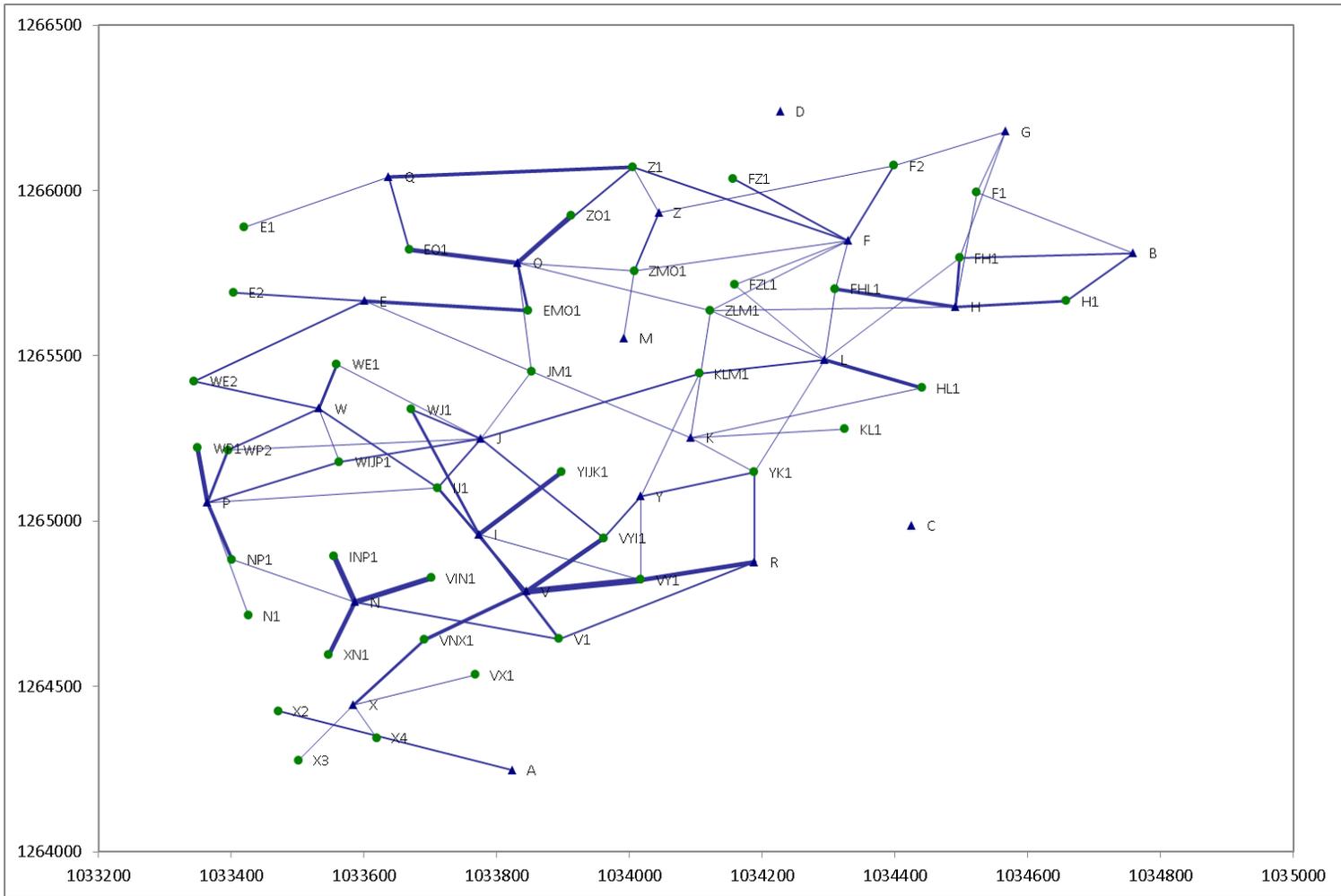
### Periodo de evaluación 2011-2017



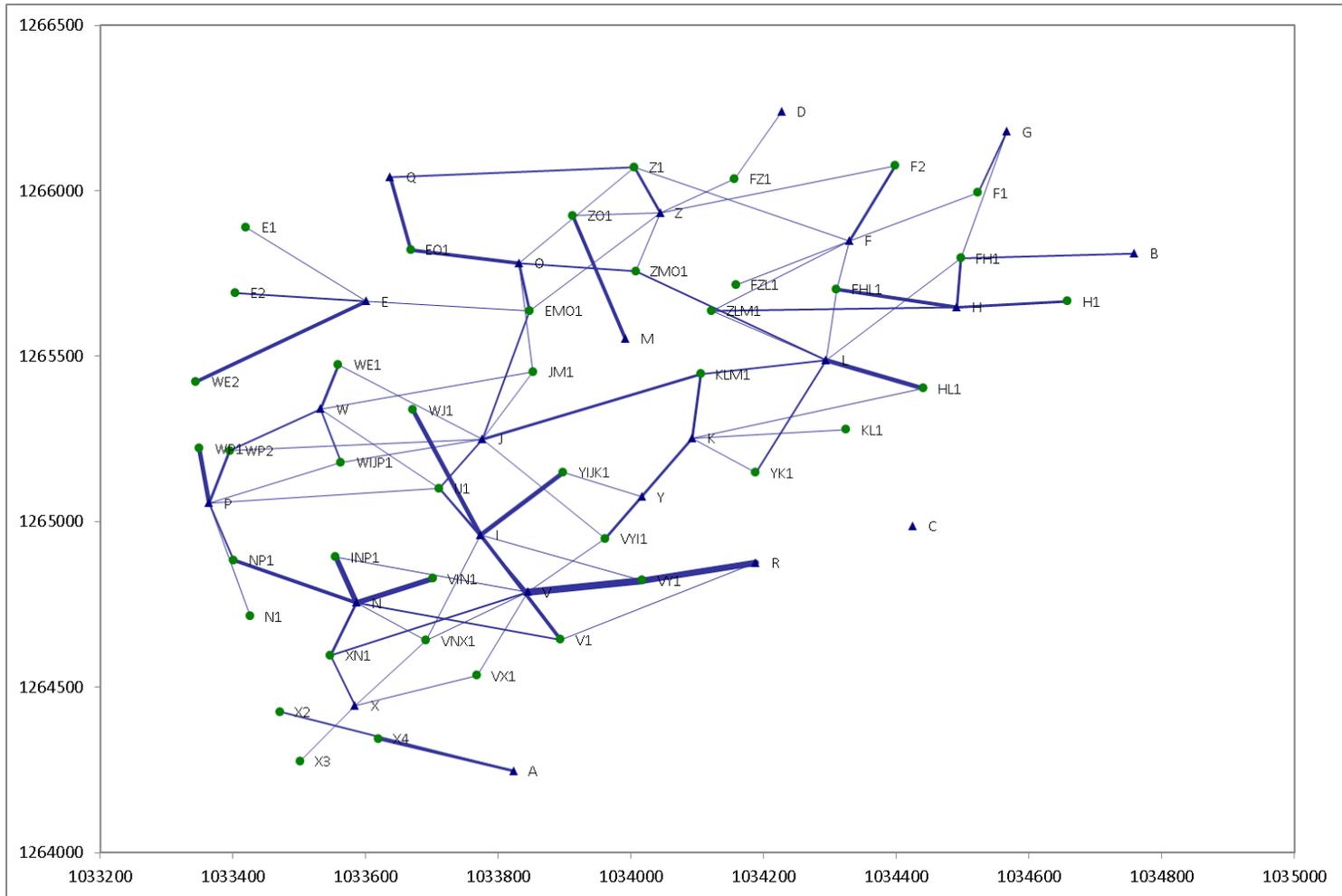
### Periodo de evaluación 2012-2017



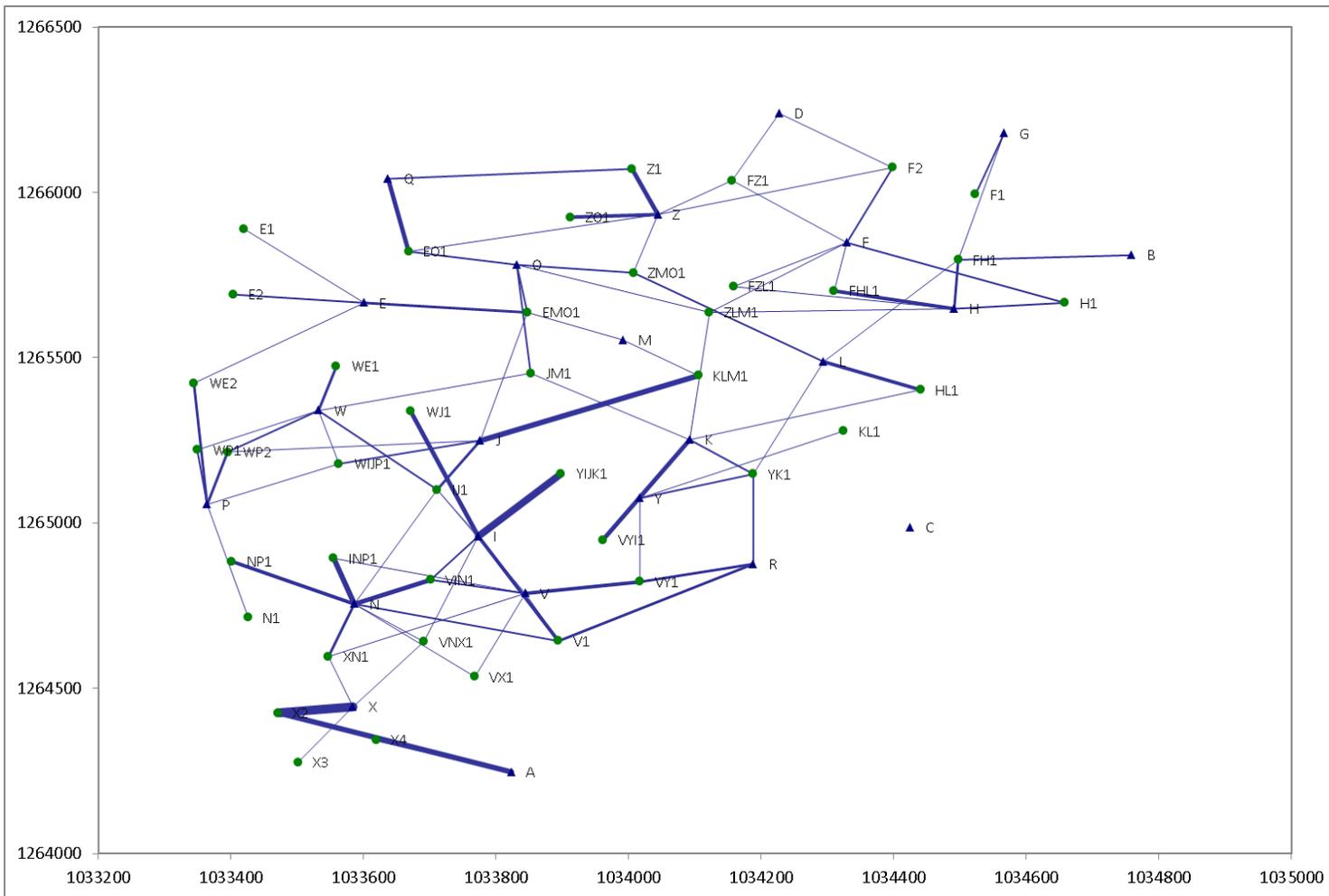
### Periodo de evaluación 2013-2017



### Periodo de evaluación 2014-2017



### Periodo de evaluación 2015-2017



### Periodo de evaluación 2016-2017

