

**SIMULACIÓN MULTIFÁSICA, MULTICOMPONENTE Y TRIDIMENSIONAL,  
PARA IDENTIFICAR Y CUANTIFICAR PROBLEMAS DE FORMACION DE  
INCRUSTACIONES, DEPÓSITOS ORGANICOS Y FORMACION  
BACTERIANA APLICADA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.**

**MARCO ANTONIO BAQUERO TORRES**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**SIMULACIÓN MULTIFÁSICA, MULTICOMPONENTE Y TRIDIMENSIONAL,  
PARA IDENTIFICAR Y CUANTIFICAR PROBLEMAS DE FORMACION DE  
INCRUSTACIONES, DEPÓSITOS ORGANICOS Y FORMACION  
BACTERIANA APLICADA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**MARCO ANTONIO BAQUERO TORRES**

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título  
de Ingeniero de Petróleos

Director

**WALTER NUÑEZ GARCIA MSc**

Ingeniero de Petróleos

Co-director

**JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA MSc**

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

---

**Neiva, Mayo de 2013**

## **DEDICATORIA**

Con mucho amor dedico este trabajo a mi tía Dolly.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Occidental de Colombia (Oxy) y Ecopetrol S.A, por permitir y auspiciar la realización y publicación de este trabajo de grado.

Al ingeniero Walter Núñez García por ser mi director de Tesis y un gran orientador en el proceso laboral con Oxy.

Al ingeniero Carlos Franco por sus conocimientos en el estudio de daño de formación.

Al ingeniero Manfredo Kleber por sus continuos aportes al proyecto y su compañerismo y amistad.

Al ingeniero Jairo Sepúlveda por lo conocimientos que de él recibí y su colaboración como codirector de este proyecto.

A los compañeros de trabajo de Occidental de Colombia, ya que su continuo apoyo y amistad engrandecieron en una u otra manera el presente trabajo.

A mis seres queridos por su apoyo y comprensión en esta etapa en la cual no he podido dedicar el tiempo que hubiera querido a ellos.

## CONTENIDO

<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>4</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>5</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>8</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>11</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>12</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>13</b>
<b>1. GENERALIDADES</b> .....	<b>14</b>
1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	14
1.1.2. RESEÑA HISTORIA DE LA CIRA INFANTAS.....	15
1.1.3. GEOLOGIA DEL CAMPO .....	15
1.1.4. MODELO GEOLÓGICO DEL CAMPO (SECTOR NORTE).....	17
1.2. ASPECTOS TEÓRICOS.....	18
1.2.1. ANÁLISIS NODAL®.....	18
1.2.2. MODELO DE ADSORCIÓN.....	18
1.2.3. ASFALTENOS .....	18
1.2.4. ISOTERMA DE LANGMUIR (Petroleum Experts).....	19
1.2.5. MODELO DE REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD POR CAMBIOS EN LA POROSIDAD DEBIDO A LA ADSORCIÓN DE ESPECIES EN EL SENO DE LA ROCA. (Petroleum Experts).....	20
1.2.6. SOFTWARE USADO .....	22
1.2.7. SIMULADOR DE DIFERENCIAS FINITAS REVEAL®. ....	23
<b>2. PRELIMINARES A LA SIMULACIÓN</b> .....	<b>24</b>
2.1. DAÑO DE FORMACIÓN Y CAUSAS POTENCIALES DE DAÑO EN LA CIRA-INFANTAS.....	25
2.2. PATRÓN DE ESTUDIO ESCOGIDO CIRA CNI2 .....	26
2.3. DAÑO EN POZOS PRODUCTORES (MODELO EN PROSPER®): 27	
2.4. CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN .....	28
2.4.1. LÍMITES MÁXIMOS RECOMENDADOS SEGÚN LA NORMA NACE. .....	28
2.4.2. ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO AGUA DE INYECCIÓN CIRA CNI2... 29	
2.5. ESQUEMA GENERAL DE INYECCIÓN.....	31

2.6. SIMULACIÓN QUÍMICA DE AGUA DE INYECCIÓN SCALECHEM®	32
<b>3. SIMULACIÓN MULTIFÁSICA, MULTICOMPONENTE Y TRIDIMENSIONAL “REVEAL® APPLICATION”</b>	<b>35</b>
3.1. ASPECTOS GENERALES DE LA SIMULACIÓN:	35
3.2. GEOMETRÍA USADA EN LA SIMULACIÓN	36
3.3. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL PATRÓN. (“ALLOCATION FACTOR”)	37
3.4. PROPIEDADES DE FLUIDO	38
3.5. AGUA DE FORMACIÓN	38
3.6. AGUA DE INYECCIÓN	38
3.7. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	40
3.8. CURVA DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS	40
3.9. DAÑO POZO INYECTOR	42
3.10. AJUSTE HISTÓRICO O “HISTORY MATCH”	42
<b>4. RESULTADOS OBTENIDOS</b>	<b>44</b>
<b>5. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>48</b>
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>49</b>
<b>7. RECOMENDACIONES</b>	<b>51</b>
<b>8. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>53</b>
<b>9. ANEXOS</b>	<b>54</b>
RESULTADOS DEL AJUSTE HISTÓRICO REALIZADO AL MODELO PLANTEADO	54

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Localización general LCI y pozo patrón de estudio. ....	14
Figura 2 Vista 3D del modelo geológico del área de estudio.....	17
Figura 3 Aplicaciones que integran la paquete “IPM”. ....	22
Figura 4 Esquema general de flujo de trabajo usado en este trabajo.....	24
Figura 5 Vista general del patrón de estudio CIRA CNI2.....	26
Figura 6 Vista general de simulación en PROSPER® para el pozo CIRA CNP1. ....	27
Figura 7 Límites máximos permitidos para el agua de inyección según Norma NACE.....	28
Figura 8 Clasificación de la calidad del agua, según referencia NACE. ....	29
Figura 9 Esquema general de inyección para el múltiple M1A.....	31
Figura 10 Resumen de análisis Físico Químico (AFQ) para el agua de inyección de cabeza de pozo CIRA CNI2.....	32
Figura 11 Uso del ScaleChem® para un análisis fisicoquímico del agua de cabeza de un pozo inyector llevado a condiciones de fondo de pozo. ....	33
Figura 12 Perfil de tendencias depositantes de calcita para el agua de inyección del pozo CIRA CNI2, a diferentes temperaturas y condiciones de yacimiento. ....	34
Figura 13 Malla usada en la simulación del sector modelo CIRA CNI2.....	36
Figura 14 Campo La Cira – PvT usado en el estudio. ....	38
Figura 15 Gráfico de “Stiff” modificado en forma de araña, que muestra el poco cambio en la calidad del agua de inyección en un mismo pozo en tres fechas diferentes. ....	39
Figura 16 Curvas de permeabilidad relativa según tipo de roca usadas en el estudio. ....	40
Figura 17 Curva de precipitación de asfaltenos para el PvT usado en el estudio. El punto de cambio fuerte corresponde a la presión de burbuja. .	41
Figura 18 “Hall Plot” pozo inyector CNI2, construido para la arena “X” ....	42
Figura 19 Asfaltenos depositados en el sector modelado. ....	44
Figura 20 Calcita adsorbida en el sector modelado – vista de una capa...	45
Figura 21 Barita adsorbida en el sector modelado- vista de una capa. ....	45
Figura 22 Siderita adsorbida en el sector modelado – vista de una capa..	46

Figura 23 Porcentaje de reducción de permeabilidad en el sector modelado. – vista de una capa.....	46
Figura 24 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP1 .....	54
Figura 25 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP1 ....	54
Figura 26 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP2 .....	55
Figura 27 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP2 ....	55
Figura 28 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP3 .....	56
Figura 29 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP3 ....	56
Figura 30 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP4 .....	57
Figura 31 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP4 ....	57
Figura 32 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP5 .....	58
Figura 33 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP5 ....	58
Figura 34 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP6 .....	59
Figura 35 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP6 ....	59

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Análisis físico químico (AFQ) realizado al pozo inyector CIRA CNI2. ....	29
Tabla 2 Clasificación de tipo de roca según permeabilidad.....	37
Tabla 3 Composición del agua de formación Campo LCI.....	38
Tabla 4 Resumen análisis SARA disponible para el crudo del campo LCI.... .....	41
Tabla 5 Resumen del efecto de inyección cuantificado por el simulador 3D. .....	47

## RESUMEN

Este estudio hace uso de una novedosa metodología para la identificación y cuantificación de factores causantes de formación de incrustaciones, depósitos orgánicos y crecimiento bacteriano, aplicado en un patrón de inyección, consistente en seis pozos productores y un pozo inyector del campo La Cira Infantas, dicho patrón de inyección presenta bajos niveles de inyectividad respecto a patrones de inyección similares cercanos al área de estudio.

Se pudo encontrar que por efectos de depositación inorgánica, se ha podido reducir hasta en un 16% la permeabilidad al aceite, adicionalmente se encuentra que puede existir una depositación de asfaltenos en el yacimiento debido a la tendencia asfáltica del crudo y el depletamiento en presión del yacimiento, y se encuentra que se tienen condiciones para el crecimiento de colonias de bacterias sulfato reductoras las cuales pueden llegar a originar problemas de agriamiento del yacimiento.

## **ABSTRACT**

This study presents a novel methodology for the identification and quantification of the factor causing scale formation, organic deposition and bacteria growing, applied to an injection pattern which consists of six producer wells and one injector well in the Cira Infantas field. Such injection pattern presents low injectivity level regarding similar injection patterns around the area of study.

It was found that oil permeability was reduced 16 % due to organic deposition effects. Additionally, because of both the asphaltene tendency of the crude and the pressure decline, it was found a possible asphaltene deposition in the reservoir. Moreover, there exists conditions for the growing of sulphate reducer bacteria colonies which can originate reservoir souring.

## INTRODUCCIÓN

El campo La Cira Infantas es un campo maduro, el más antiguo de Colombia, que ya ha superado su primera etapa de producción (flujo natural) y ahora se encuentra en fase de recobro secundario mediante la inyección de agua o “waterflooding”. En un campo maduro tal como lo es La Cira Infantas, la producción de crudo es muy sensible a los diversos factores que pueden disminuir la permeabilidad de sus pozos, por ello es de especial importancia examinar con cuidados aspectos propios de la producción de los pozos en los cuales se ven envueltos aspectos fundamentales de la inyección de agua.

Por otra parte el examen cuidadoso y detallado de las diversas variables que intervienen en el proceso de recobro por inyección de agua, puede facilitarse en gran medida con el uso de programas especializados en simulación de procesos de producción de ingeniería, en este trabajo se muestra una manera de abordar un estudio de daño de formación en el cual intervienen variables tan diversas como la calidad del agua de inyección, el estado mecánico de los pozos de estudio, y el histórico de producción de los pozos, entre otras, en un sector de estudio de un campo petrolífero.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

#### 1.1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo La Cira Infantas se encuentra ubicado en la parte central de la antigua Concesión De Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al oriente del río Magdalena y al sur del río Sogamoso a una distancia aproximada de 22 kms. Al SE de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 kilómetros al NNW de Bogotá, abarcando un área de 160 kilómetros cuadrados

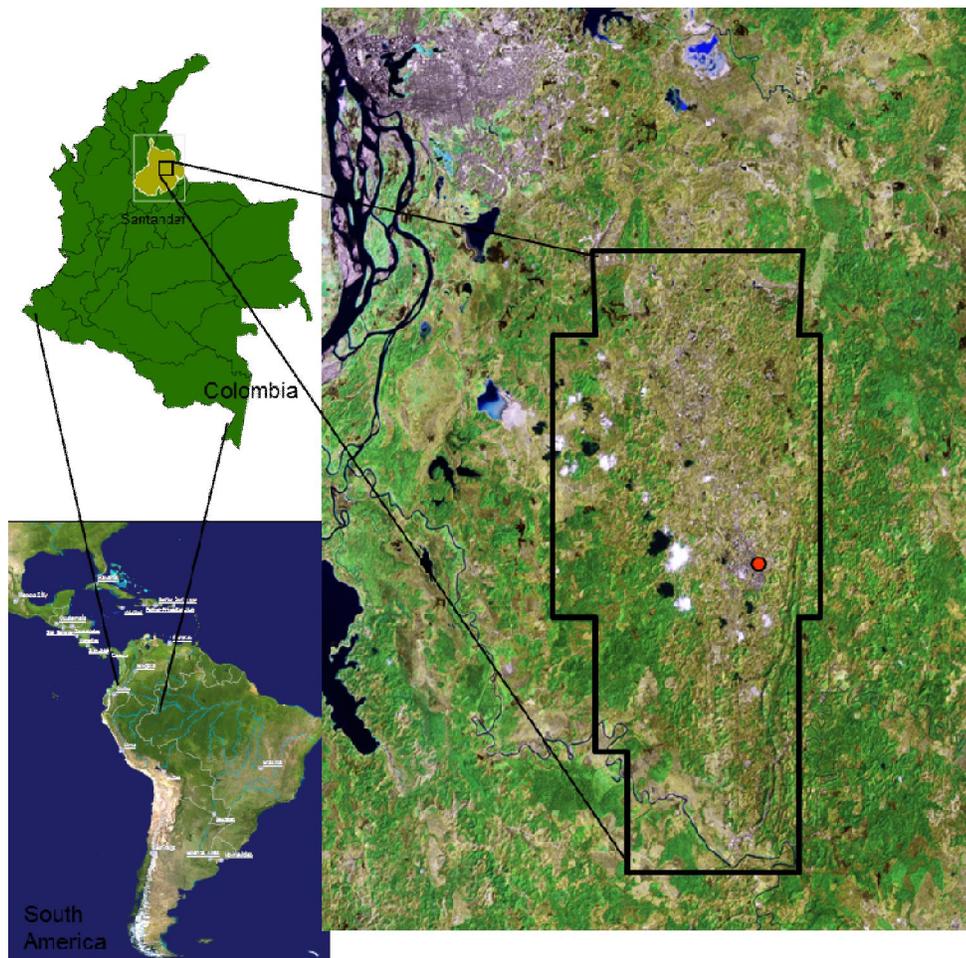


Figura 1 Localización general LCI y pozo patrón de estudio.

### **1.1.2. RESEÑA HISTORIA DE LA CIRA INFANTAS**

La historia del Campo La Cira-Infantas es bastante extensa y comienza en 1918 con la perforación del pozo Infantas-2 considerado como el pozo descubridor del campo. En 1920 la Standard Oil (Tropical Oil Company) adquirió la Concesión de Mares y mantuvo su explotación hasta el 25 de Agosto de 1951 cuando la concesión revirtió a la nación y su manejo pasó a ECOPETROL. En 1925 se perforó el pozo La Cira-C01, el cual comprueba la existencia del anticlinal de la Cira (Mulholland, 1943).

Inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, en 1935 se da paso al sistema actual de bombeo mecánico. La máxima producción se alcanzó en 1927, con una tasa de 37.900 barriles por día.

La perforación del anticlinal de La Cira comenzó en febrero de 1925. En este mismo año se descubre la zona “Y” y las arenas 116 de la zona Z.

A finales de 1940 se había perforado un total de 675 pozos.

Luego de algunos proyectos de inyección de gas en los años 30, se emprende el primer programa de inyección de agua en el campo La Cira entre 1946 y 1949. En 1957 se inició la ejecución de recobro de aceite por inyección de agua en la zona “X” del campo La Cira, en un área de 280 acres.

Entre 1964 y 1966, Ecopetrol perforó 19 pozos que permitieron el desarrollo del área La Cira Norte. En los años 70, Ecopetrol realizó otros programas de inyección.

En el año 2005 ECOPETROL S.A y OCCIDENTAL ANDINA LLC se asocian para iniciar el redesarrollo del Campo la Cira-Infantas, usando el proceso de recobro secundario de petróleo por inyección de agua, o “waterflooding”, usando patrones de inyección de agua/ producción de crudo del tipo 7 y 5 puntos normal.

### **1.1.3. GEOLOGIA DEL CAMPO**

“Geológicamente el Campo La Cira Infantas se encuentra ubicado en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento Pre-Cretáceo. (Bernal Erazo, 2008)”

La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en el campo La Cira-Infantas abarca rocas que comprenden desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la Cira-Infantas. (Bernal Erazo, 2008)

Las características litológicas y estratigráficas del Terciario comprenden:

- La Formación Esmeralda (Zona Z) constituida por intercalaciones de areniscas y arcillolitas, con predominio de éstas últimas.
- La Formación Mugrosa inferior (Zona Y) constituida por areniscas de grano medio a grueso y composición variable entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas.
- La Formación Mugrosa superior (Zona X) constituida por intercalaciones de areniscas finas a muy finas con composición entre arcosas y subarcosas.
- La Formación Colorado (Zona W) constituida por arenisca de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición que va entre arcosa lítica y subarcosa.” (Bernal Erazo, 2008)

Actualmente las zonas de producción del campo activas se encuentran en su mayoría en las arenas Y.

- Zona Y. Compuesta por el apilamiento de areniscas depositadas en cinturones de canales fluviales de sistemas de ríos meandriiformes con intercalación de niveles de lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. En las llanuras de inundación es característico la formación de paleo-suelos, por esta razón es común observar en las lodolitas el desarrollo de perfiles pedológicos.

El contacto de la Formación Mugrosa con la Infrayacente Formación Esmeraldas está caracterizado por una discordancia Paralela no erosional o paraconformidad (Discordancia paralela sin superficie de erosión visible). Esta paraconformidad en la mayor parte del área es muy difícil de identificar debido a que las litologías de las dos formaciones son muy similares. (Suárez, 2011).

#### 1.1.4. MODELO GEOLÓGICO DEL CAMPO (SECTOR NORTE)

El departamento de geología de OXY, tiene implementado un modelo geológico del sector de estudio, dicha información es manejada a través de un software especializado llamado PETREL®.

La construcción del modelo ha usado la información de los pozos existentes y de las nuevas perforaciones, alimentando progresivamente datos provenientes de registros tomados en cada pozo del área, especialmente los datos de porosidad, permeabilidad, espesor, saturación de agua y presión de las arenas.

El poblamiento del modelo geológico una vez es filtrada la información de los registros se realiza mediante un algoritmo basado en “kriging” y es ajustada además por los geólogos expertos de la compañía.

Este modelo geológico más adelante será implementado en el software de simulación Reveal®

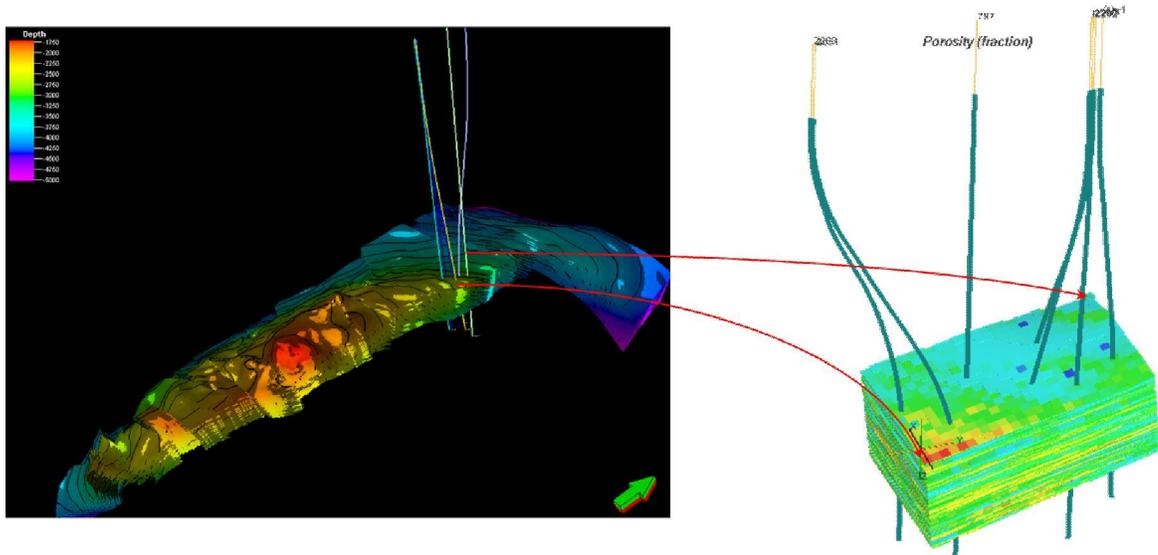


Figura 2 Vista 3D del modelo geológico del área de estudio

## **1.2. ASPECTOS TEÓRICOS**

### **1.2.1. ANÁLISIS NODAL®**

Técnica de resolución de problemas en la que las uniones de dos o más trayectos se llaman nodos y allí se plantean ecuaciones en para cada trayecto, teniendo en cuenta los principios de equilibrio y balance de masa y energía. En ingeniería de petróleos es común usar esta técnica en la resolución de problemas de cálculos de producción, en el levantamiento natural o artificial del crudo, desde el yacimiento, pasando por la cara de la formación, y hasta superficie. En la técnica de análisis nodal® pueden intervenir tantas variables como complejo sea el problema y su resolución puede verse facilitada por el uso de software especializado.

### **1.2.2. MODELO DE ADSORCIÓN**

El modelo de adsorción usado en el simulador está basado en la isoterma de Langmuir.

Este modelo define el perfil de adsorción de un componente como función de la concentración, temperatura, permeabilidad de la roca y salinidad del medio, permite establecer el proceso como irreversible, reversible o parcialmente reversible.

### **1.2.3. ASFALTENOS**

Los asfaltenos están definidos como un conjunto de moléculas largas compuestas principalmente de hidrogeno y carbón, con uno a tres átomos de oxígeno o nitrógeno por molécula, la estructura básica de los asfaltenos está compuesta de anillos principalmente aromáticos con de tres a diez o más anillos en cada molécula. Los átomos pueden formar parte de la estructura del anillo o pueden estar localizados uniendo los anillos. (McCain, 1990)

Son insolubles en los maltenos del propio crudo de petróleo cuando se provoca su desestabilización.

#### 1.2.4. ISOTERMA DE LANGMUIR (Petroleum Experts)

La ecuación de Langmuir o isoterma de Langmuir relaciona la adsorción de moléculas en una superficie sólida con la concentración de un medio que se encuentre encima de la superficie sólida a una temperatura constante

Todos los componentes tienen una concentración total (C), y una concentración adsorbida (Ca), cuyas dimensiones son masa/volumen.

La concentración de las fases acuosas (c), están definidas como fracciones másicas (Kg/Kg), y están definidas por la relación entre la concentración del componente dividido entre la concentración del agua (Cw).

$$\left( c = \frac{C}{C_w} \right)$$

La división de la concentración total del componente (C) entre la concentración adsorbida (Ca) y la concentración restante dentro de la fase acuosa después de la adsorción (c\*) se define por la concentración máxima adsorbida (Ca<sub>max</sub>) y el parámetro de isoterma (b), que describe la forma de la isoterma.

Las concentraciones máximas adsorbidas tienen unidades masa por unidad de volumen de roca, sin incluir el volumen poroso.

La relación entre la concentración adsorbida y la concentración del componente acuoso está caracterizada por las siguientes ecuaciones.

Donde a<sub>ref</sub> esta definido más adelante.

$$C_a = \frac{a_{ref} * c^*}{1 + b * c^*}; c^* = \frac{C - C_a}{C_w}$$

Ya que la concentración total de un componente de adsorción (C) es:

$$C = C_a + c * C_w$$

La concentración máxima adsorbida se produce cuando la concentración de la fase acuosa c\* es grande (es decir Ca<sub>max</sub> =  $\frac{A_{ref}}{b}$ ). Si b es pequeño, entonces Ca se eleva lentamente, y si b es grande, entonces Ca sube rápidamente.

El parámetro a<sub>ref</sub> tiene unidades de masa / volumen, mientras que el parámetro b tiene unidades efectivas de (fracción másica)<sup>-1</sup>. Estas unidades

no se utilizan en la interfaz ya que este parámetro es efectivamente adimensional.

Es de tener en cuenta que cuando la concentración de la fase acuosa ( $c^*$ ) es igual a  $1/b$ , entonces la concentración adsorbida ( $Ca$ ) será la mitad del límite máximo de adsorción ( $Ca_{max}$ ). Por lo tanto un valor de  $b = 1000$ , dará lugar a 50% del máximo nivel de adsorción con una concentración acuosa de  $c^* = \frac{1}{b} = 10^{-3} \text{ kg / kg (o 103 ppm)}$ .

$a_{ref}$  Se puede considerar una medida de "adsorción". Por ejemplo, para la isoterma de Langmuir,  $a_{ref}$  es la pendiente de la isoterma a concentración cero.

$$a_{ref} = \frac{\partial Ca}{\partial c^*} \text{ Evaluada a } c^* = 0$$

Hay que tener en cuenta que los cambios en  $a_{ref}$  será tanto afectar la capacidad de adsorción ( $a$ ) y en consecuencia la concentración máxima adsorbida ( $Ca_{max}$ ), manteniendo la relación con el parámetro  $b$  de tal manera que  $Ca_{max} = a/b$ .

La ecuación que rige la adsorción de los componentes minerales es la siguiente:

$$Ca^{n+1} = Ca + (Ca^n - Ca)e^{-A[rate]\Delta t}$$

Donde  $Ca$  es la concentración calculada adsorbida instantáneamente del componente,  $Ca^n$  y  $Ca^{n+1}$ , son los valores correspondientes al paso de tiempo anterior y al actual, y  $A[rate]$  es llamado parámetro de tasa, el cual controla la velocidad de la adsorción de los componentes.

### **1.2.5. MODELO DE REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD POR CAMBIOS EN LA POROSIDAD DEBIDO A LA ADSORCIÓN DE ESPECIES EN EL SENO DE LA ROCA. (Petroleum Experts)**

Reveal® contempla un modelo para la reducción de permeabilidad por adsorción de componentes en la química del agua.

El modelo que plantea el simulador Reveal® para medir la reducción de permeabilidad en el yacimiento, debido al efecto de adsorción de componentes, contempla las siguientes consideraciones:

Para minerales adsorbidos en un estudio de química de agua de inyección, el cambio en porosidad ( $\Delta\phi$ ), y la reducción en la permeabilidad ( $R^0$ ), son

funciones de la concentración adsorbida ( $C_a$ ), la densidad de la roca ( $\rho_r$ ), la porosidad original ( $\phi_o$ ), y un parámetro llamado coeficiente de reducción de permeabilidad ( $pN$ ). El coeficiente de reducción de permeabilidad ( $pN$ ). Puede ser definido para cada tipo de roca.

Donde se establecen las siguientes ecuaciones:

$$\Delta\phi = \frac{C_a}{\rho_r};$$

$$R^0 = \left(1 - \frac{\Delta\phi}{\phi}\right)^{pN}$$

La permeabilidad es dividida por el factor de reducción de permeabilidad ( $R^0$ ), y la reducción en porosidad es usada como un equivalente de volumen poroso inaccesible o "ipv" por sus siglas en inglés, donde  $ipv = -\Delta\phi/\phi$ , lo cual incrementa la concentración volumétrica efectiva de cada componente por ejemplo los iones en fase acuosa presentes según la química del agua.

Por último cabe aclarar que la reducción de permeabilidad se aplica en igual medida a todas las fases.

### 1.2.6. SOFTWARE USADO

El paquete usada en este estudio de daño de formación está compuesta por las aplicaciones de IPM (PROSPER® y REVEAL®), (simulador de diferencias finitas y análisis nodal® respectivamente). Para simular los cambios fisicoquímicos en el agua de inyección se utiliza la aplicación ScaleChem®.

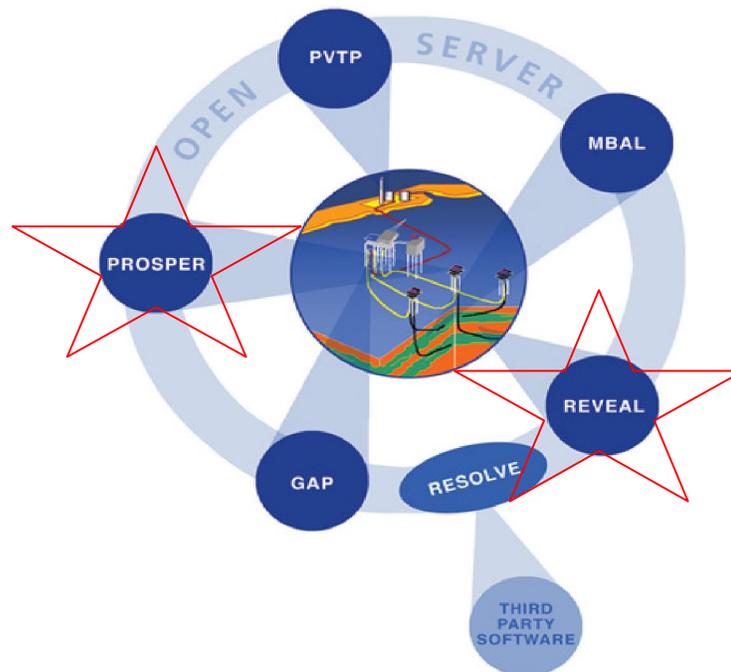


Figura 3 Aplicaciones que integran el paquete “IPM”.

Para el proceso de simular desde la cara del pozo y hasta superficie se tiene el software de análisis nodal® PROSPER®, que permite implementar a través de la definición del pozo (datos de equipo, datos PvT, datos de IPR), un análisis para determinar entre otros, el skin en el completamiento inicial, además incluye una opción especial para realizar ajustes de PvT's ajustando los parámetros de diversas correlaciones conocidas y que a su vez permiten generar análisis PvT's sintéticos y aproxima o propone una cromatografía para un análisis PvT “blackoil”, especialmente útil en el análisis PvT “antiguos o incompletos”.

### **1.2.7. SIMULADOR DE DIFERENCIAS FINITAS REVEAL®.**

REVEAL®, es un simulador multifásico y multicomponente de diferencias finitas, que integra entre otros, modelos de depositación orgánica e inorgánica, además de modelos de reducción de permeabilidad por cambios en la porosidad, estos debidos a la adsorción de componentes en la matriz de la roca, sometidos siempre a los resultados de presión y temperatura que el simulador obtiene por el uso de las ecuaciones de flujo en diferencias finitas.

Integra además diversas herramientas que permiten su aplicación en procesos EOR, pues permite definir procesos termodinámicos, y químicos necesarios por ejemplo en la simulación de un proceso de inyección de vapor o en la inyección de surfactantes o viscosificantes.

La aplicación está enfocada al estudio de los posibles efectos de fenómenos tales como “scaling” o depositación de inorgánicos y “souring” o agriamiento, producción de que tienen lugar en las cercanías del pozo o “wellbore”, y su impacto en la producción de crudo.

Se puede decir que el factor agregado que hace de Reveal®, una aplicación clave es que ayuda a unir por medio de un “puente” el salto o brecha existente entre una simulación de diferencia finita y un estudio especializado de yacimientos.

## 2. PRELIMINARES A LA SIMULACIÓN

La tarea de simulación propuesta requiere de un flujo de trabajo que le permita hacer la identificación y cuantificación de los posibles componentes depositados en la formación, para ello se hace necesario realizar un tratamiento adecuado de datos que finalmente se incluirán en el simulador Reveal®, para este tratamiento de datos se propuso el siguiente esquema de trabajo, en donde se puede observar la integración de diversas herramientas de ingeniería especializadas.

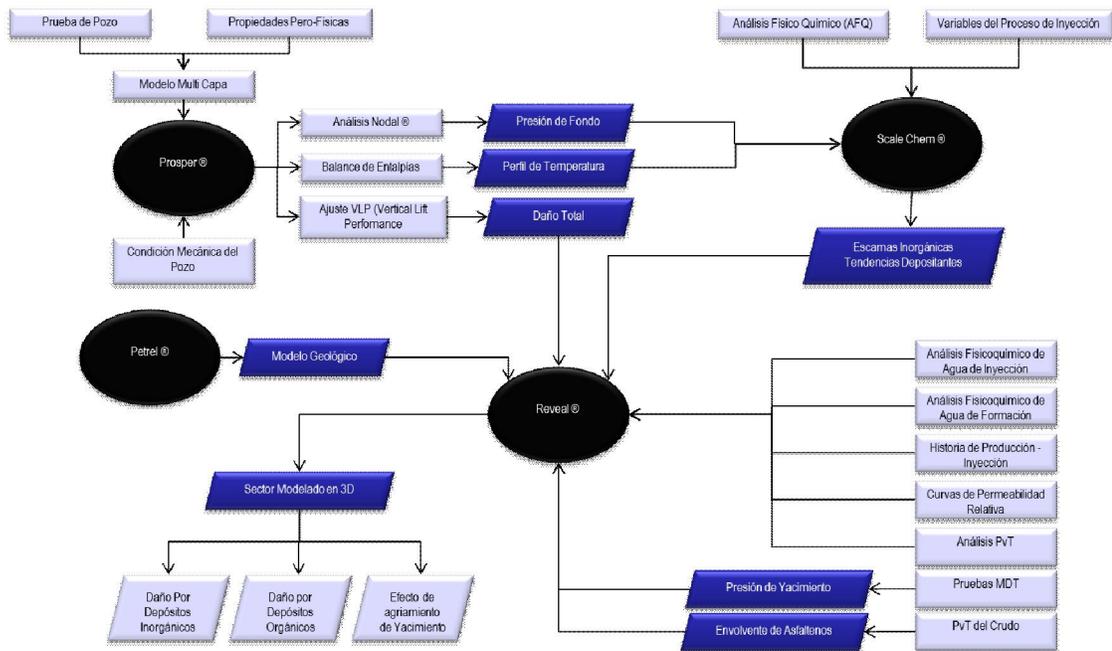


Figura 4 Esquema general de flujo de trabajo usado en este trabajo.

Como se puede observar en el esquema de trabajo planteado, la simulación de diferencias finitas es la que permite obtener los resultados deseados pero necesita para ello de varias herramientas de ingeniería, con PROSPER® se obtiene la presión de fondo, el perfil de temperatura y el daño total; a través de SCALECHEM®, se obtienen las especies depositantes a condiciones de yacimiento y las tendencias depositantes, a través de PETREL® se obtiene el modelo geológico y se exporta en un formato que puede entender el

simulador, además se necesita de la generación de la envolvente de fases para el PvT del crudo de la zona, y la curva de depositación de asfaltenos.

Para estimar el efecto de agriamiento por crecimiento de colonias de bacterias sulfato reductoras o “SRB” por sus siglas en inglés, el simulador incluye un módulo especial en el cual se alimentan los parámetros que regulan el crecimiento bacteriano, estos van de la mano de las composiciones químicas del agua de yacimiento y de inyección, finalmente el simulador provee una interface que muestra gráficamente el progreso del crecimiento bacteriano y su respectiva liberación de H<sub>2</sub>S, lo cual ha podido ocurrir según las condiciones dinámicas del yacimiento.

Finalmente todo se integra a través del simulador REVEAL®, que permite estimar el daño por depositación de inorgánicos, por depositación de inorgánicos y además estima el efecto de agriamiento del yacimiento debido al crecimiento de colonias de bacterias sulfato reductoras.

## **2.1. DAÑO DE FORMACIÓN Y CAUSAS POTENCIALES DE DAÑO EN LA CIRA-INFANTAS**

Históricamente se han identificado como las principales causas potenciales de daño de formación en La Cira - Infantas las siguientes, según (Andrés Eduardo Mantilla Zárate, Jesús Alberto Cañas Triana., 1996):

- Taponamiento por invasión de sólidos contenidos en el agua de inyección.
- Migración de finos por presencia de caolinita y minerales micáceos.
- Precipitación de compuestos orgánicos en las vecindades de los pozos productores.
- Precipitación de compuestos inorgánicos.

La identificación de las causas potenciales de daño en cada caso particular es fundamental para escoger el tipo de tratamiento a utilizar y garantizar el éxito de la estimulación.

## 2.2. PATRÓN DE ESTUDIO ESCOGIDO CIRA CNI2

EL pozo CIRA CNI2 es el inyector de un patrón de 7 puntos invertido conformado por los pozos productores CIRA CNP1, CIRA CNP2, CIRA CNP3, CIRA CNP4, CIRA CNP5, y CIRA CNP6. Para los pozos de este patrón se implementaran análisis nodales en PROSPER® con el fin de determinar el daño inducido y el perfil de temperatura. Estos parámetros se incluyen en el simulador REVEAL®, el cual tiene en cuenta el perfil de temperatura en los cálculos de adsorción de componentes, pues es de tener en cuenta que la malla de simulación es multi-capas, lo cual indica que existe un gradiente geotérmico que define la temperatura según la profundidad de cada capa existente en el modelo planteado.

Se ingresa al simulador el histórico de inyección – producción para todos los pozos pertenecientes a este patrón, con el fin de lograr un ajuste histórico del simulador, y con esto mejorar la calidad de los resultados del simulador.

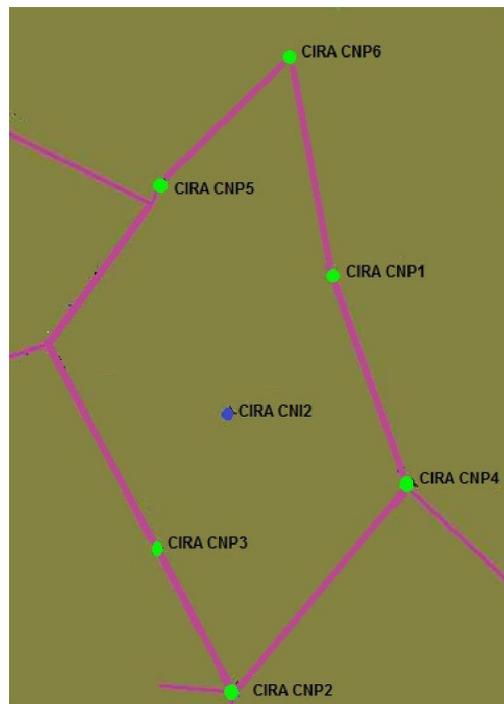


Figura 5 Vista general del patrón de estudio CIRA CNI2.

### 2.3. DAÑO EN POZOS PRODUCTORES (MODELO EN PROSPER®):

Para estimar el daño (por perforación) en pozos productores, se implementa en la aplicación PROSPER®, del paquete IPM (“Integrated Production Modeling”), los datos necesarios pertenecientes al pozo, tales como el estado mecánico, y a través de un ajuste VLP por sus siglas en inglés (“Vertical Lift Performance”) se realiza un ajuste de las curvas IPR (“Inflow Performance Relationship”), con una prueba de producción válida de cada pozo productor, para obtener una medida del skin mecánico del pozo.

Teniendo en cuenta que los pozos en el campo están completados a nivel de varias arenas, se implementa en “PROSPER®” un análisis nodal usando la opción de multicapa, de esta manera se realiza para todos los pozos productores. Esta data más adelante servirá como entrada para el simulador “REVEAL®” del paquete IPM.

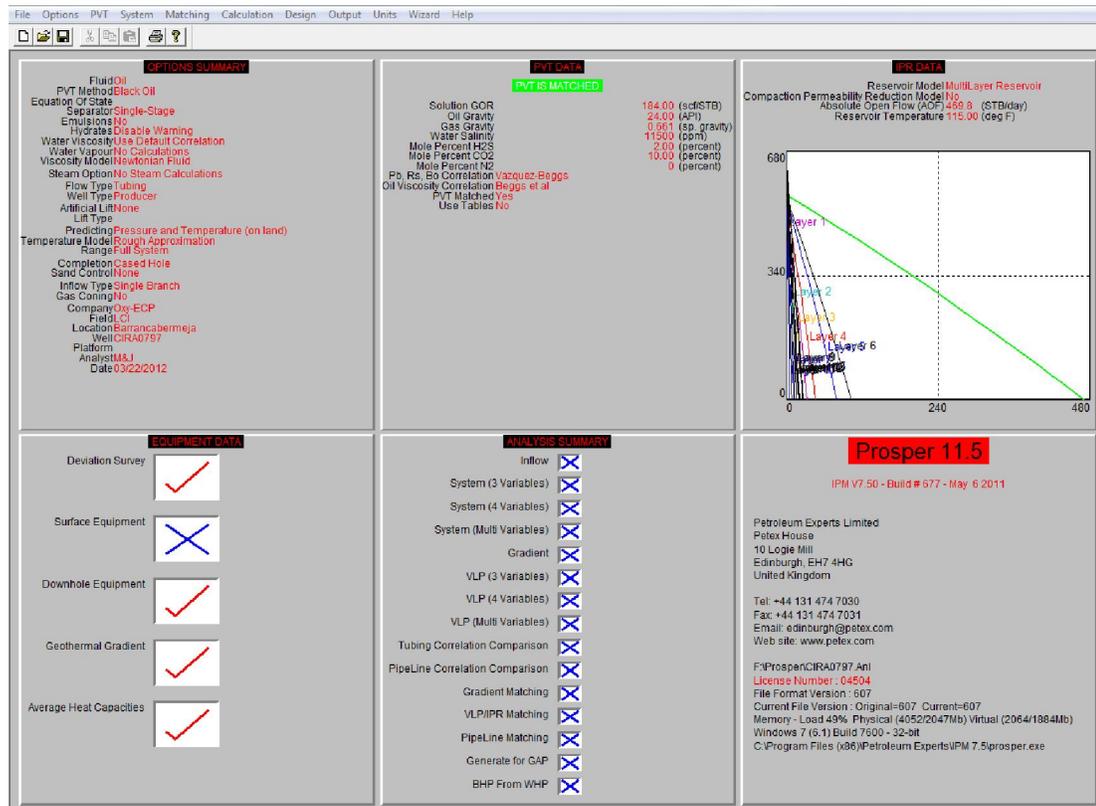


Figura 6 Vista general de simulación en PROSPER® para el pozo CIRA CNP1.

Esta aplicación del paquete, permite además obtener un indicativo del perfil de temperatura ya que realiza un balance de entalpías teniendo en cuenta el intercambio térmico entre la tubería de producción o inyección y la formación, las cuales se encuentran a diferentes temperaturas, y este perfil de

temperatura es ingresado como parámetro de entrada al simulador para definir las temperaturas de los pozos CIRACNI2.

Adicionalmente, esta aplicación permite estimar una medida de la presión de fondo fluyente de los pozos productores ya que se realiza un análisis nodal para tal fin teniendo en cuenta que dicha presión sirve además como una entrada para el simulador, ya que el proceso de simulación está planteado a nivel de yacimiento, por lo cual las medidas de presión y temperatura que se ingresan deben estar al mismo nivel.

## 2.4. CALIDAD DE AGUA DE INYECCIÓN

### 2.4.1. LÍMITES MÁXIMOS RECOMENDADOS SEGÚN LA NORMA NACE

La norma NACE (OSTROFF, 1979) presenta unos límites mínimos recomendados para calificar la calidad del agua, a continuación se presenta dichos límites establecidos según la norma.

Tipo de analisis	Parametro	Limite permitido	Norma
Analisis fisicoquímicos "in situ"	Conductividad		Referencia NACE
	pH	6.5-8.5	
	Fe <sup>++</sup>	<1 mg/L	
	H <sub>2</sub> S	0.0 mg/L	
	CO <sub>2</sub>	<10 mg/L	
	O <sub>2</sub>	<1 mg/L	
	Turbidez	<2 NTU	
Analisis fisicoquímicos en laboratorio	Alcalinidad	....	....
	Metales: Na+, K+, Ba+, Mg2+, Ca2+, Sr+, Si4+. Aniones: Cl-, SO4=	....	....
	Densidad	....	....
Calidad de agua	Solidos suspendidos	<5 mg/L	NACE-173-05
	Pendiente caudal vs volumen	<0.99	
Bacteriológico	BSR	<104 ufc/ml	ASTM 4412-02

Figura 7 Límites máximos permitidos para el agua de inyección según Norma NACE.

Adicional se presenta la clasificación según la norma NACE (OSTROFF, 1979) para clasificación del agua según la pendiente en la curva de calidad del agua (Variación de caudal Vs Volumen inyectado).

PARAMETRO	RATING					
	1	2	3	5	10	20
<i>m</i> : (Pendiente)	0 - 0.09	0.10 - 0.29	0.30 - 0.49	0.50 - 0.99	1.00 - 1.79	> 1.80
Filtración Con Membrana 0.45 mm	Excelente	Muy buena	Buena	Aceptable	Pobre	Excesiva
SS:	0 - 0.4	0.5 - 0.9	1.0 - 2.4	2.5 - 4.9	5.0 - 9.9	> 10.0
Sólidos suspendidos en mg/L	Despreciables	Muy bajo	Bajo	Moderado	Grande	Excesivos

Figura 8 Clasificación de la calidad del agua, según referencia NACE.

## 2.4.2. ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO AGUA DE INYECCIÓN CIRA CNI2

A continuación se anexa un reporte realizado en varios puntos de muestreo al agua de inyección en cabeza, para el pozo inyector CIRA CNI2, en rojo se presentan los valores que exceden los límites recomendados por la norma.

Pozo	Na+	K+	Ca++	Mg++	Ba++	Sr++	Fe++
Unidades	mg/L						
CIRA CNI2	2846	35.7	470	113	64	29.2	15

Pozo	STD	Salinidad	Turbidez	SiO2	pH	T	Resistividad
Unidades	mg/L	mg/L NaCl	NTU	mg/L		C	Ωm @ 25 C
CIRA CNI2	9400	9121	11.4	18.05	6.93	36.9	1.332

Pozo	H2S	CO2	HCO3-	CO3=	SO4=	Cl-	Conductividad
Unidades	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mS/cm @ 25°C
CIRA CNI2	0.2	50	580	0	8.1	5222	7.51

Pozo	I.S	G y A	Ac Fórmico	Ac Acético	Ac Propionico	Ac Butírico	Ac Valerico
Unidades	@ 40 C	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
CIRA CNI2	1.07	6.14	5	10.5	7.2	125	<1.1

Tabla 1 Análisis físico químico (AFQ) realizado al pozo inyector CIRA CNI2.

Como se puede observar de los valores obtenidos del análisis físico químico, se tiene alta concentración de iones  $Fe^{++}$  lo cual indica un posible proceso de corrosión de tuberías, adicional valores altos de turbidez lo cual indica que el agua presenta sólidos no disueltos los cuales pueden llegar a la roca y disminuir la permeabilidad, así como valores altos de  $H_2S$  y  $CO_2$ , los cuales se sabe que pueden presentar problemas de corrosión en tuberías.

## 2.5. ESQUEMA GENERAL DE INYECCIÓN.

A continuación se aprecia el esquema general de inyección para el múltiple M1A que sule de agua el pozo CIRA CNI2, según las estadísticas de agua producida – agua captada, la reinyección de agua producida del campo es del orden del 75%, y solo se capta alrededor del 25%, dicha captación es agua de río que se capta en las bocatomas de campo 23.

Por tener agua de río en el proceso de inyección del campo, el control de bacterias del agua es un factor importante a tener en cuenta para prevenir posibles problemas en el yacimiento por crecimiento de colonias de bacterias sulfato-reductoras (“SRB”) por sus siglas en inglés, las cuales a toman el sulfato disponible de su medio circundante y lo trasforman en H<sub>2</sub>S.

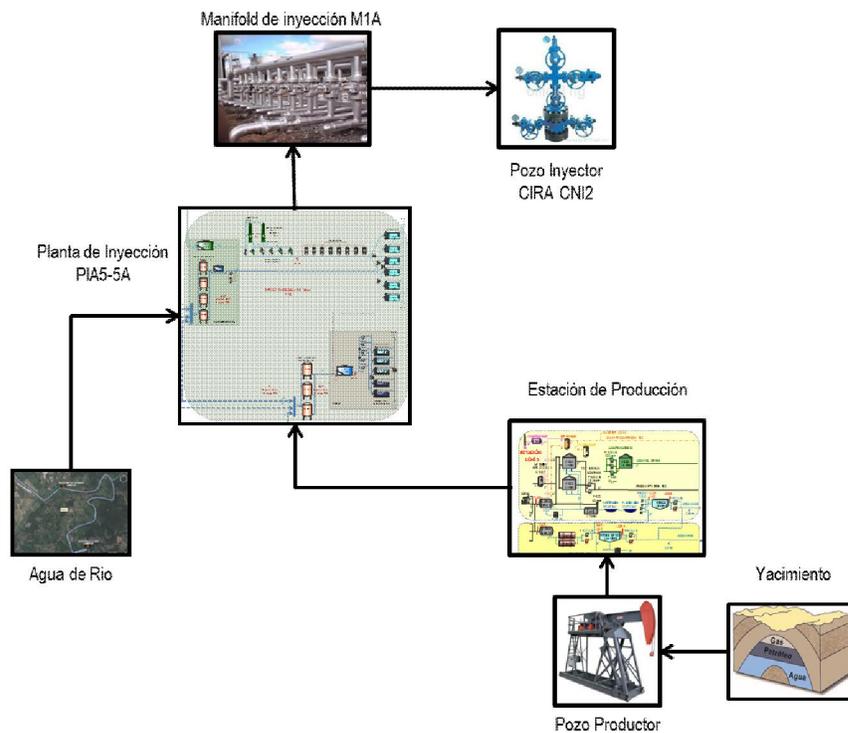


Figura 9 Esquema general de inyección para el múltiple M1A.

## 2.6. SIMULACIÓN QUÍMICA DE AGUA DE INYECCIÓN SCALECHEM®

Los análisis fisicoquímicos del agua de inyección son tomados generalmente a condiciones de superficie, bajo estas condiciones la depositación de minerales puede no ser tan crítica como a condiciones mayores de presión y temperatura, tal y como ocurre a nivel de yacimiento. Además, si es necesario estimar los componentes que se depositan en la cara del pozo y sus alrededores vecinos es necesario o tomar una muestra de fluido de fondo o bien simular la muestra de cabeza de pozo a condiciones de fondo. Teniendo en cuenta que por costos resulta más favorable esta última.

Generalmente se cuenta en cabeza de pozo con análisis físico químicos comúnmente llamados gráficos de Stiff, donde se relacionan las especies existentes en el agua de inyección, pero no muestran información perteneciente del fondo de pozo.

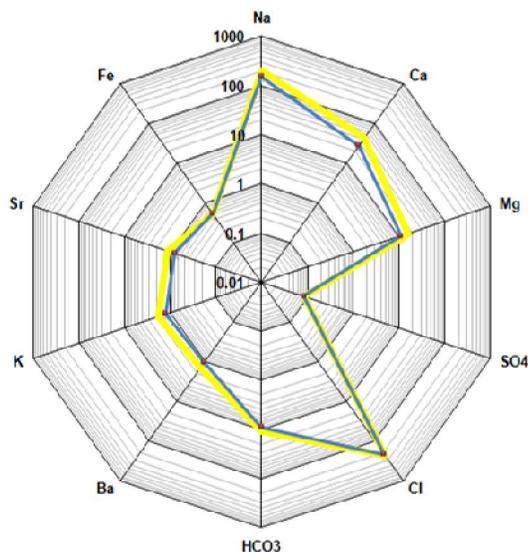
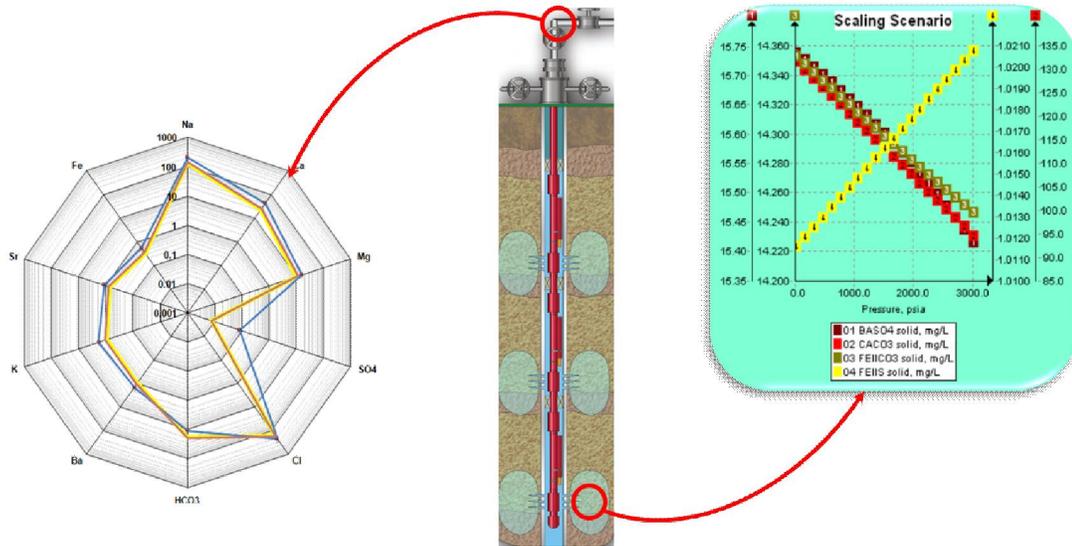


Figura 10 Resumen de análisis Físico Químico (AFQ) para el agua de inyección de cabeza de pozo CIRA CNI2

Para lograr simular las condiciones de yacimiento y de cara del pozo es necesario realizar una simulación química de las especies minerales que transporta el agua de inyección, para tal propósito se realiza la simulación en el software “ScaleChem®” de la empresa “OliSystems” bajo licencia del grupo de estimulación de pozos de Ecopetrol, que simula los cambios

fisicoquímicos del agua desde las condiciones de superficie y hasta las condiciones determinadas, que para el caso del presente estudio las de interés son la de la cara del pozo inyector en donde se presenta la mayor presión.



**Figura 11** Uso del ScaleChem® para un análisis fisicoquímico del agua de cabeza de un pozo inyector llevado a condiciones de fondo de pozo.

Cabe anotar que dichas condiciones de fondo de pozo (presión y temperatura) son calculadas también a partir del análisis nodal® realizado con la aplicación PROSPER®.

Como resultado de la simulación en “ScaleChem®” se presenta a continuación un perfil de tendencias depositantes para el agua de inyección del pozo CIRACNI2.

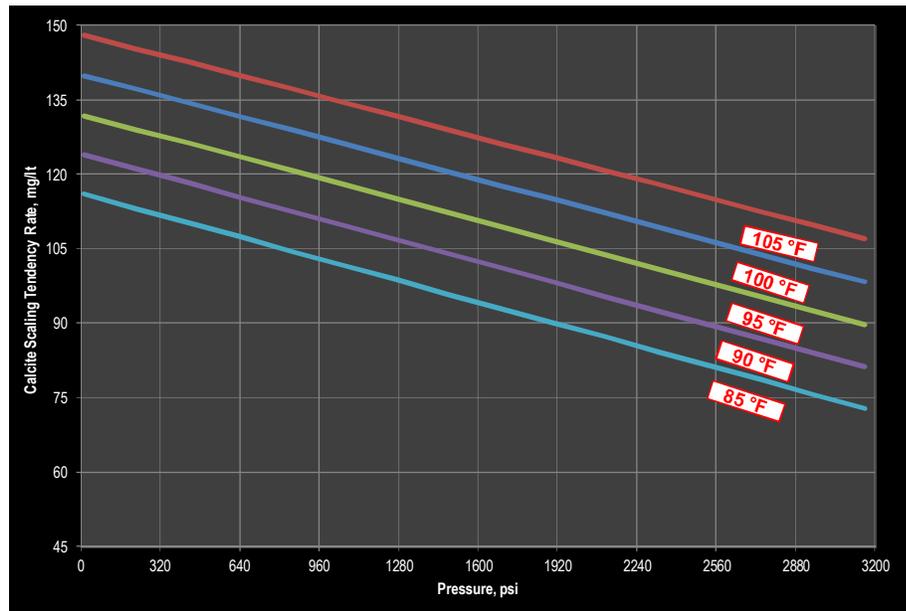


Figura 12 Perfil de tendencias depositantes de calcita para el agua de inyección del pozo CIRA CNI2, a diferentes temperaturas y condiciones de yacimiento.

En la figura anterior se muestra cómo cambia la tendencia a depositar calcita según la variación de presión para cinco isotermas diferentes que simulan las condiciones presentes en tubería de fondo y yacimiento. Se puede observar que la tendencia depositante de la calcita incrementa con el aumento de temperatura y la disminución de la presión, y disminuye a condiciones contrarias.

### **3. SIMULACIÓN MULTIFÁSICA, MULTICOMPONENTE Y TRIDIMENSIONAL “REVEAL® APLICACION”**

#### **3.1. ASPECTOS GENERALES DE LA SIMULACIÓN:**

Debido a que el área de estudio ha sufrido diversos cambios en presión y saturación, que obedecen a distintos eventos de inyección y producción, y teniendo en cuenta además que para el sector de estudio no se tiene un modelo integrado y ajustado de simulación planteado desde el inicio de producción del área, principalmente por limitaciones en el poder de cálculo, se decide implementar una inicialización del modelo de simulación a una fecha determinada, en la cual se tiene información de la saturación de la roca y de la presión de las arenas, ya que se cuentan con registros de saturación que han alimentado dinámicamente al modelo geológico del área, y se cuenta con registros “MDT” que miden la presión de las arenas de interés y dicha información sirve para inicializar la presión en el simulador.

Se pueden tener varias consideraciones,

- Un sector de modelamiento o “sector model”, para el área de estudio será necesario, busca representar de forma análoga los procesos que pueden estar ocurriendo a nivel de yacimiento para el patrón de estudio.
- El sector de modelamiento debe poblarse con la información disponible de yacimiento, datos PvT, y petrofísicos (modelo estático).
- Los datos de producción e inyección deben ser incluidos en el sector de modelamiento (modelo dinámico).
- El modelamiento debe ser compartido con el personal de yacimientos y de petrofísica, con el fin de obtener sugerencias que ayuden a mejorar el modelo.
- Realizar el ajuste histórico.
- Incluir los datos adicionales requeridos para la simulación de daño de formación (depósitos minerales y orgánicos).

Además se debe tener en cuenta que las condiciones simuladas del yacimiento (Presión y temperatura) deben representar en presión y temperatura las que se reportan históricamente en el yacimiento. Esto es importante por los modelos de depositación y de reducción de permeabilidad usados en el simulador

### 3.2. GEOMETRÍA USADA EN LA SIMULACIÓN

Para objeto de la simulación se usa una malla importada del modelo geológico existente a la fecha, cuyas propiedades están pobladas según registros eléctricos que actualizan constante y dinámicamente al modelo en mención según la nueva información que se va adquiriendo.

La malla contiene una dimensión total de 115830 celdas (15\*26\*297), de las cuales quedan activas solamente 62110 ya que las restantes se desactivan por tener una porosidad inferior al límite mínimo permitido por el simulador.

Dicha malla provee la información necesaria para la simulación del “sector modelo”. Tal como: espesor, permeabilidad, porosidad, inclinación, tipos de roca y saturación de agua a una fecha específica.

Además de la información petrofísica, se implementa en la malla la ubicación de los pozos y la desviación de los mismos usando la información de la desviación del pozo y sus completamientos.

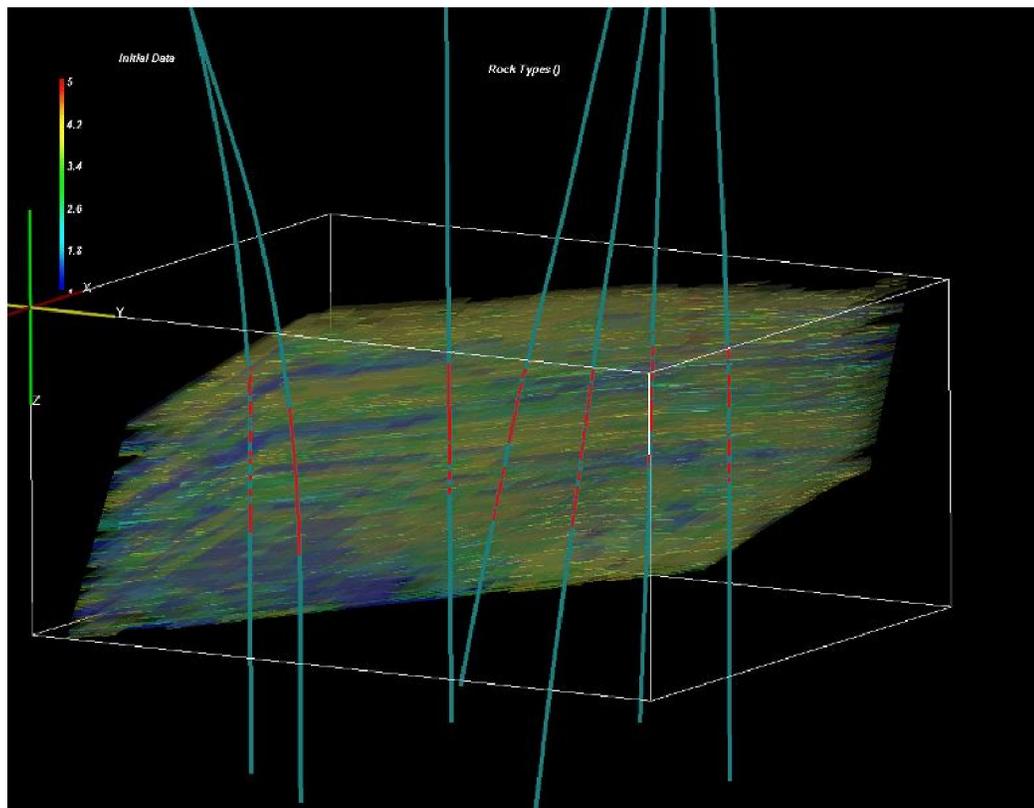


Figura 13 Malla usada en la simulación del sector modelo CIRA CNI2.

Las propiedades petrofísicas permeabilidad, porosidad, espesor, de las unidades de flujo se obtienen directamente del modelo geológico

Se asigna un tipo de roca acorde a las variables promediadas, según el siguiente criterio.

Permeabilidad (mD)	Tipo de roca
$\leq 100$	RT4
(100, 300]	RT3
(300, 600]	RT2
$> 600$	RT1

Tabla 2 Clasificación de tipo de roca según permeabilidad.

### 3.3. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN EL PATRÓN. ("ALLOCATION FACTOR")

Debido a que se simula solamente un sector del campo se asigna la producción de los pozos del modelo en el simulador, según un factor de asignación.

Dicho factor depende de la distribución geométrica de los pozos productores respecto al pozo inyector, en este caso CIRA CNI2. Éste factor se encarga de asignar un porcentaje de la producción total de cada pozo productor a lo que en realidad se drena del sector modelado por efectos del pozo inyector de estudio, esto es teniendo en cuenta que el patrón de estudio está poblado en sus vecindades por otros patrones de inyección.

### 3.4. PROPIEDADES DE FLUIDO

Como reporte PvT a usar, se tiene uno representativo de la fecha específica del estudio, a continuación se presentan los datos.

Pozo	Zona	Muestreo	Fecha	P saturación (PSIA)	Temperatura (°F)	Bo (BY/BE)	Rs	API	Viscosidad (cP) @ Pb
CIRAPvT05	X	Separador	Noviembre 29 de 2010	129	115	1.038	39	28.9	7.1

Figura 14 Campo La Cira – PvT usado en el estudio.

### 3.5. AGUA DE FORMACIÓN

Para simular las condiciones físico-químicas del agua de formación se alimentó en la inicialización del simulador, el reporte físico químico del agua de formación disponible en el documento de Mantilla y Cañas (1996).

ZONA	Salinidad	Alcalinidad	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	
A	RANGO	[2500 - 23000]	[0 - 2000]	[2500 - 7500]	[0 - 200]	[25 - 225]	[0 - 150]	[200 - 11000]	[0 - 4000]
	PROMEDIO	13000	1000	5000	150	125	110	6200	2700
B	RANGO	[7000 - 21000]	[3500 - 15500]	[3000 - 11000]	[250 - 1400]	[100 - 900]	[10 - 60]	[10000 - 27000]	[200 - 700]
	PROMEDIO	14000	10000	7000	900	500	40	16000	450
C	RANGO	N.D.	N.D.	[19000 - 21000]	[2500 - 6500]	[350 - 800]	[175 - 450]	[20000 - 45000]	[150 - 550]
	PROMEDIO	N.D.	N.D.	20000	4500	550	275	30000	325

Tabla 3 Composición del agua de formación Campo LCI.

### 3.6. AGUA DE INYECCIÓN

El pozo inyector de estudio CIRACNI2, se suple del agua de inyección del múltiple M1A, y este a su vez recibe aguas de dos plantas de tratamiento,

esta misma agua la reciben otros pozos del mismo múltiple, entre otros el pozo CIRACNI3, al cual se le realizaron diversos muestreos en 2011 (abril, agosto y diciembre) en cabeza de pozo.

Para el agua de inyección se realiza previamente un estudio de los cambios en la calidad de la misma, pues se encuentran disponibles varios estudios realizados en distintos años, observándose cambios significativos entre las calidades del agua de inyección de diferentes múltiples, pero en lo relativo a cada múltiple se obtienen resultados más parecidos en el tiempo.

En la figura siguiente se muestra la composición química perteneciente a tres análisis fisicoquímicos del mismo pozo (CIRACNI3), en distinta fecha, Como se puede observar no se presentan diferencias significativas entre estos análisis aun cuando no se han realizado en la misma fecha. Es decir la evolución histórica del agua de inyección para ese múltiple M1A, se mantiene prácticamente constante.

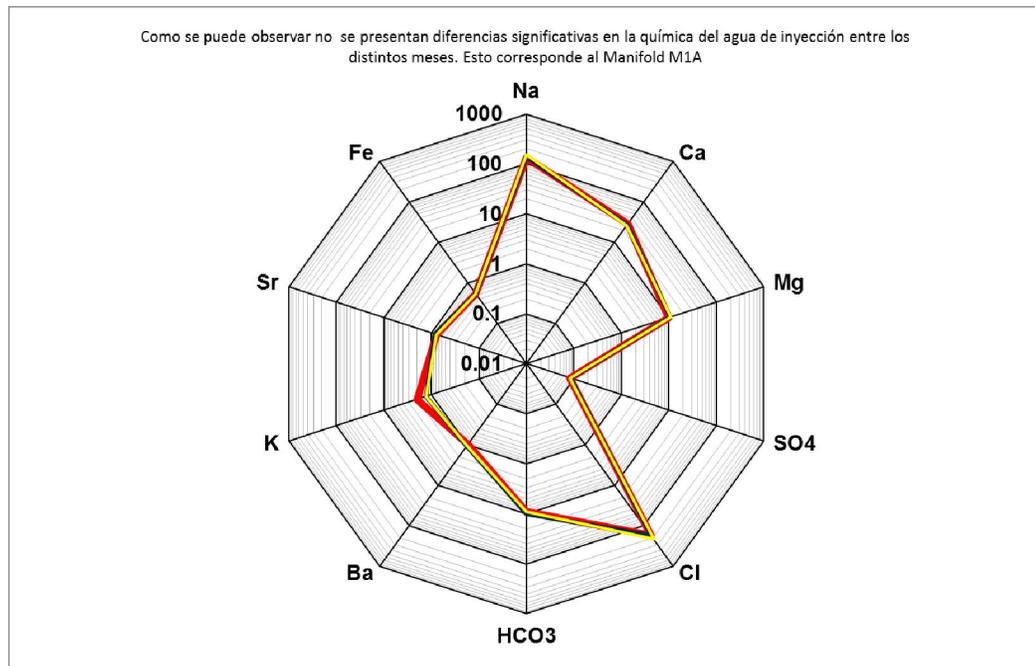


Figura 15 Gráfico de "Stiff" modificado en forma de araña, que muestra el poco cambio en la calidad del agua de inyección en un mismo pozo en tres fechas diferentes.

### 3.7. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

En cuanto a las curvas de permeabilidad relativa se usan los valores disponibles para la arena de interés, y que definen dichas curvas por cada tipo de roca definido anteriormente, en general se usan cuatro curvas distintas, una por cada tipo de roca, definidas en el simulador, para el caso de la presión capilar, solo está disponible una curva de presión capilar la cual está definiendo a todas las capas del simulador y por tanto a todos los tipos de roca.

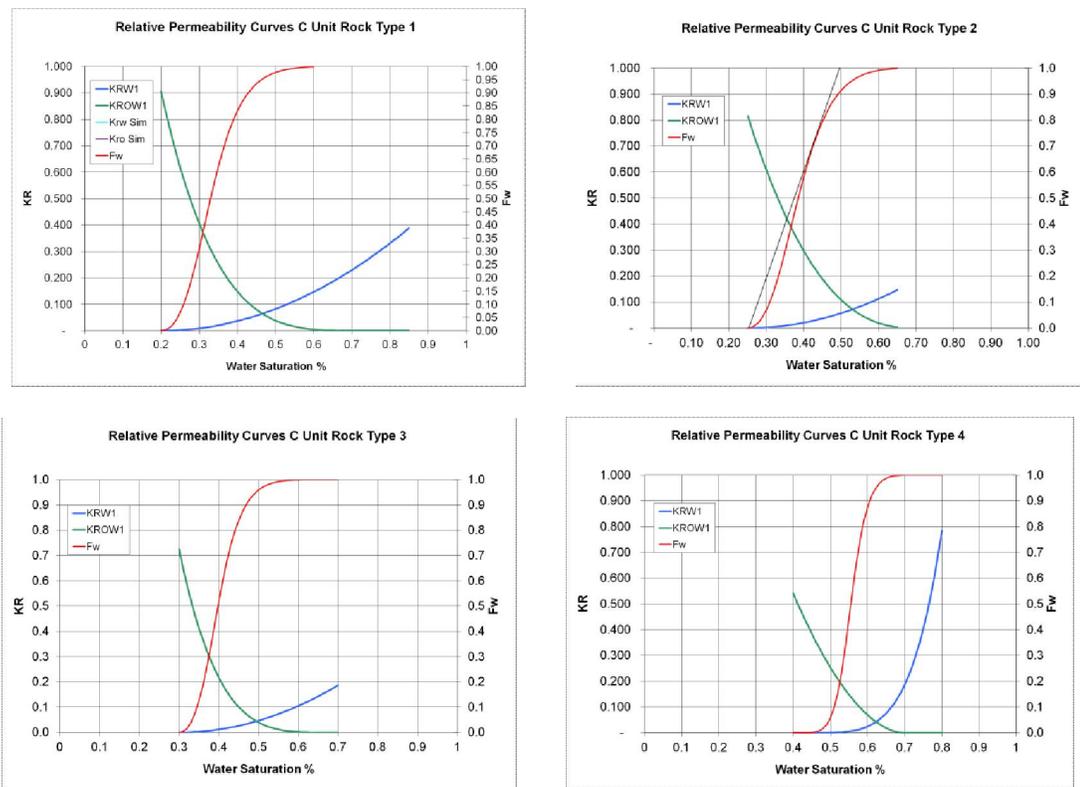


Figura 16 Curvas de permeabilidad relativa según tipo de roca usadas en el estudio.

### 3.8. CURVA DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

De acuerdo al PvT y a los análisis SARA disponibles para el área se modeló primero la curva envolvente de fases para el crudo del análisis PvT disponible, y se modeló la curva de depositación de asfaltenos usando el

programa WINPROP® del paquete CMG®, los resultados de ambos análisis se integran adicionalmente al simulador de diferencia finita Reveal®, el cual con esta información permite realizar un análisis cualitativo de como ha ocurrido la depositación de los asfaltenos en el yacimiento y si se siguen o no depositando.

COMPONENTE	%	INF-S1	LC-S2	INF-S3	INF-S3	INF-S4	INF-S5
SATURADOS	Peso	36.4	36.7	37	37.9	36.6	36.8
AROMATICOS	Peso	40.5	30.2	31.7	31.5	29.7	28.6
RESINAS	Peso	9.3	9.9	10.4	10.1	9.1	9.3
ASFALTENOS	Peso	3.2	3.4	1.5	1.3	2.6	0.9
Índice de Estabilidad Coloidal (IC)		0.795	1.000	0.914	0.942	1.010	0.995

Tabla 4 Resumen análisis SARA disponible para el crudo del campo LCI. Si  $IC > 0.9$ , Hay tendencia a precipitación de asfaltenos. Si  $IC < 0.9$ , No hay tendencia a precipitación de asfaltenos

Como se puede observar en la tabla 4 los valores del índice de estabilidad coloidal indican que el crudo del campo presenta una leve tendencia a la precipitación de asfaltenos.

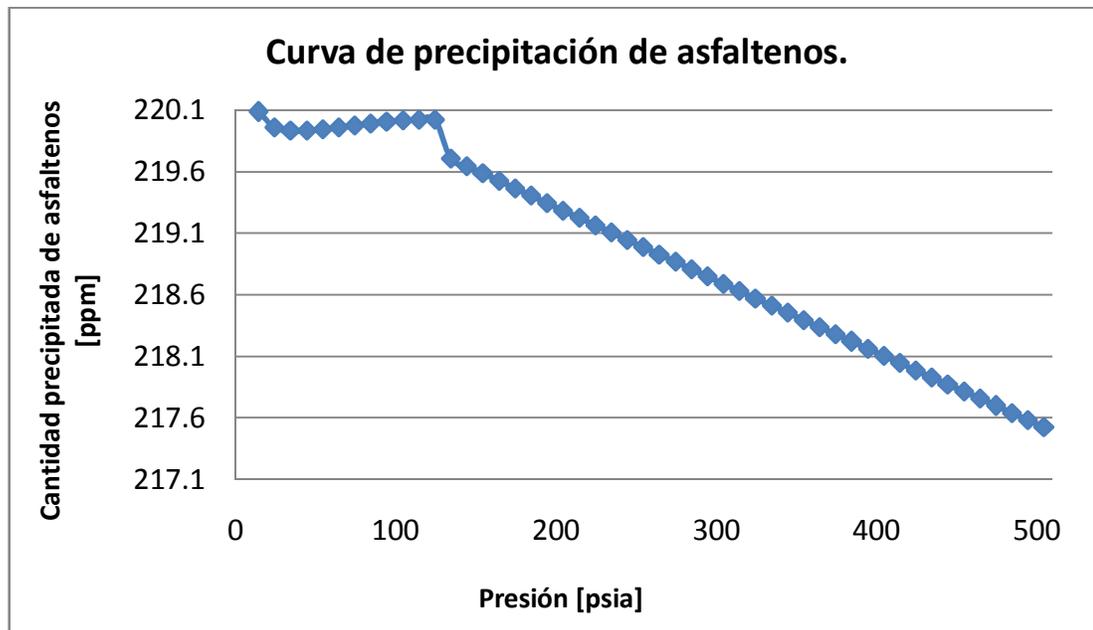


Figura 17 Curva de precipitación de asfaltenos para el PvT usado en el estudio. El punto de cambio fuerte corresponde a la presión de burbuja.

### 3.9. DAÑO POZO INYECTOR.

Para realizar un estimado de daño en la arena “X” abierta a inyección para el pozo inyector CNI2 se usa la metodología propuesta en el artículo SPE 5985 (Hawe, 1976), la cual a través de un análisis matemático del “Hall Plot” del pozo inyector en mención permite estimar el daño que se produce por efecto de taponamiento producto de la inyección.

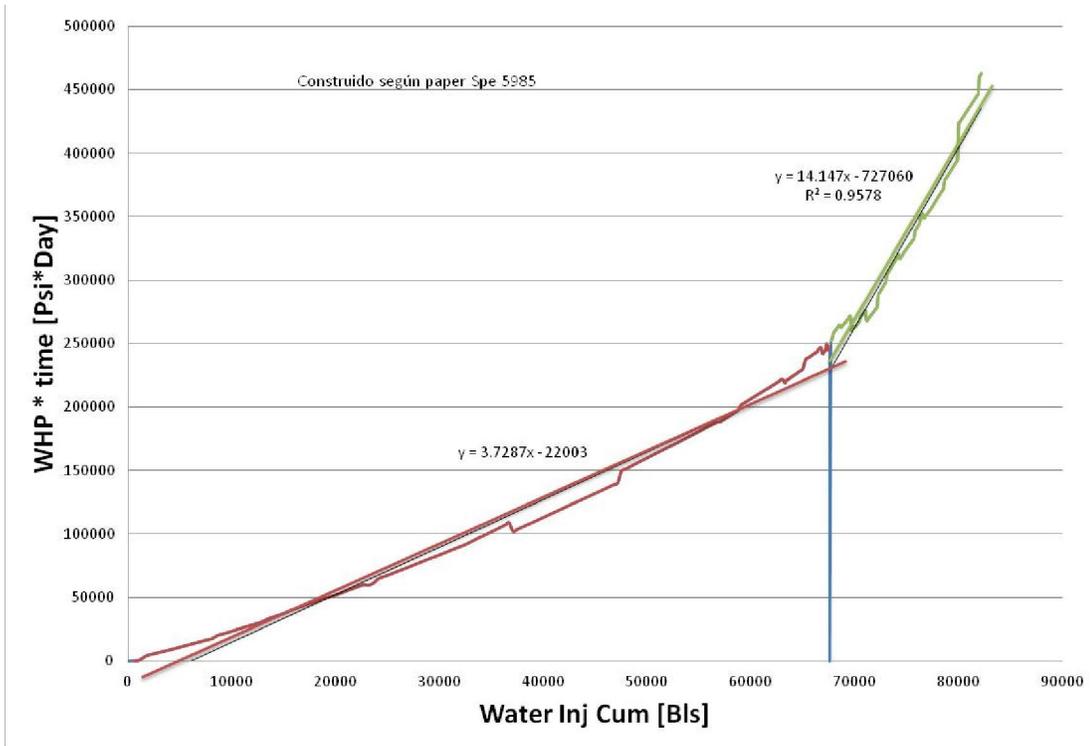


Figura 18 “Hall Plot” pozo inyector CNI2, construido para la arena “X”

El resultado de aplicar la metodología tratada en el artículo da como resultado un daño estimado de 20, lo cual es alto teniendo en cuenta que se está inyectando agua “limpia” y tratada.

### 3.10. AJUSTE HISTÓRICO O “HISTORY MATCH”

El ajuste histórico del modelo planteado se realiza de forma más ágil respecto a otros modelos que se habían planteado anteriormente, debido a la inclusión del modelo geológico actualizado del área, lo cual garantiza la anisotropía adecuada del modelo.

Lo anterior se visualiza en las figuras siguientes en donde se muestra los resultados logrados del ajuste.

Debido a que con la inclusión del modelo geológico del área, se está garantizando la anisotropía del yacimiento, lo cual es determinante en la tarea del ajuste histórico, ajustar históricamente la producción de los pozos productores del patrón de estudio y la inyección del pozo inyector CIRA CNI2, se realiza más ágilmente comparado con la solución de un modelo análogo.

Los resultados del ajuste histórico de los pozos del patrón se muestran en el **anexo 1**.

Como se puede apreciar en el anexo 1, del resumen del ajuste histórico realizado en el patrón CIRA CNI2, se obtiene un ajuste bastante bueno, o cercano a la realidad de producción de los pozos del patrón.

Lo anterior sirve para validar los resultados obtenidos del patrón de simulación Cira CNI2, y le da mayor confiabilidad a los resultados de la simulación del modelo propuesto.

#### 4. RESULTADOS OBTENIDOS

El proceso de simulación 3D permitió identificar:

Posible depositación de asfaltenos en el seno de la roca por efecto de la caída de presión del yacimiento,

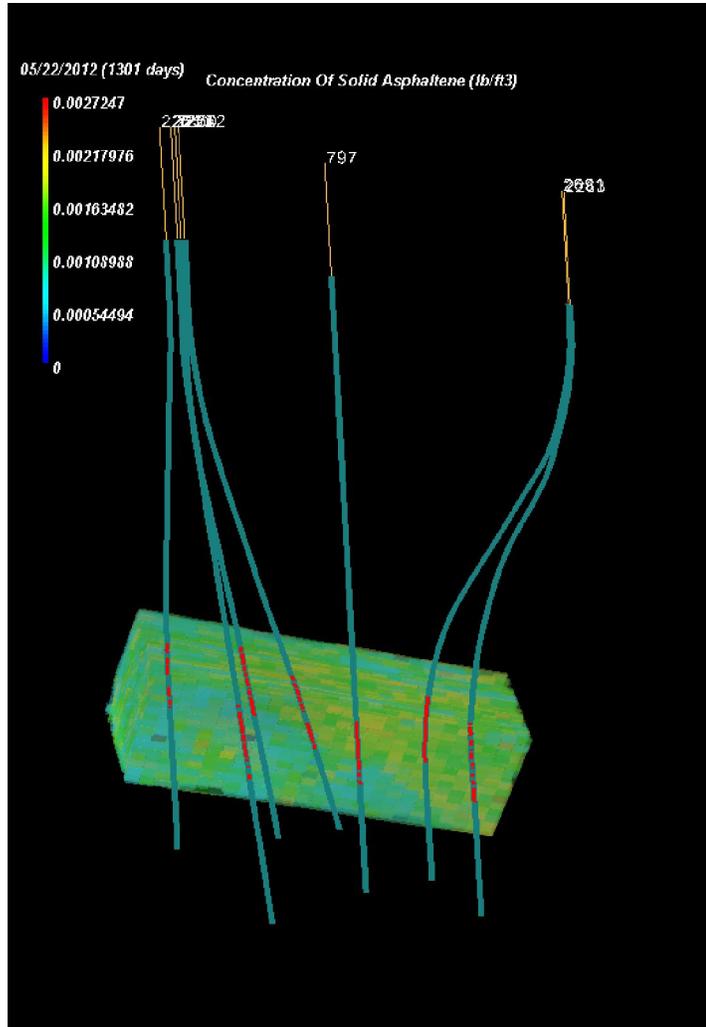
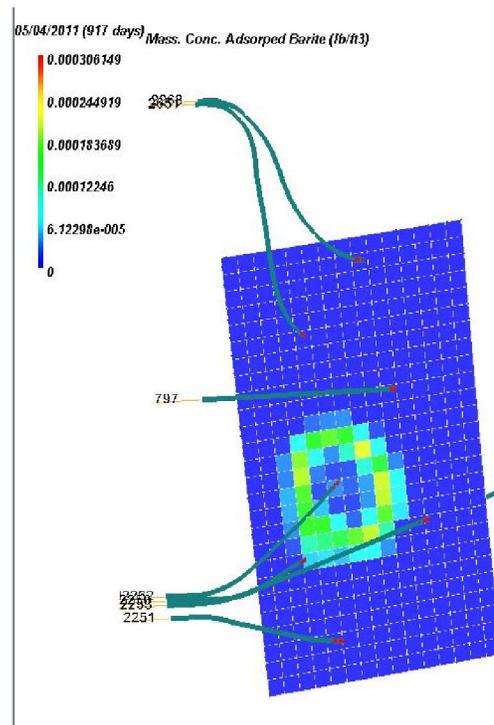


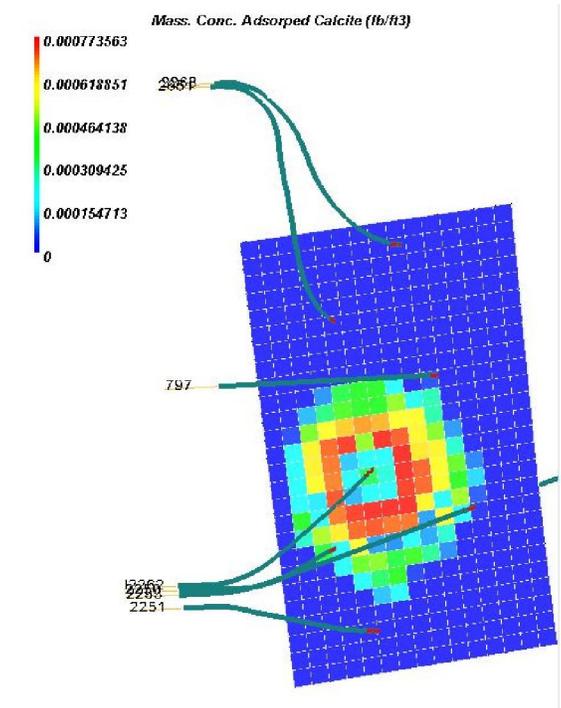
Figura 19 Asfaltenos depositados en el sector modelado.

Identificación de los minerales adsorbidos por la roca por efecto de la carga iónica del agua de inyección.



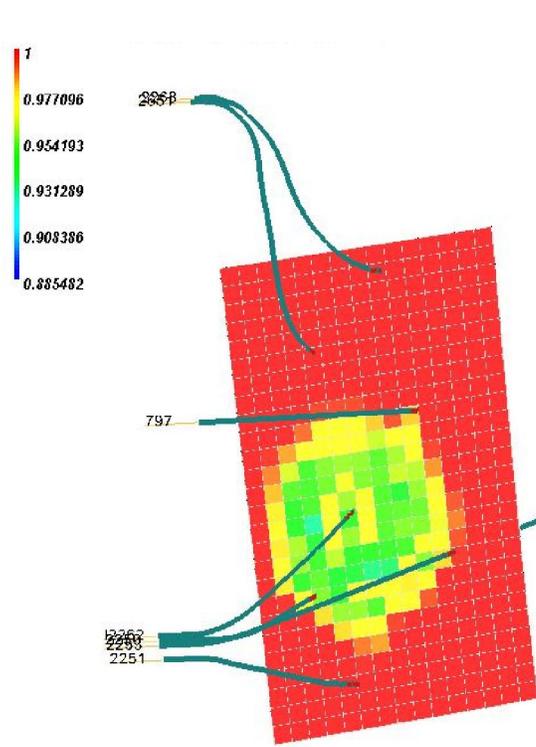
Barita Adsorbida	94.5	Lbs
------------------	------	-----

Figura 21 Barita adsorbida en el sector modelado- vista de una capa.



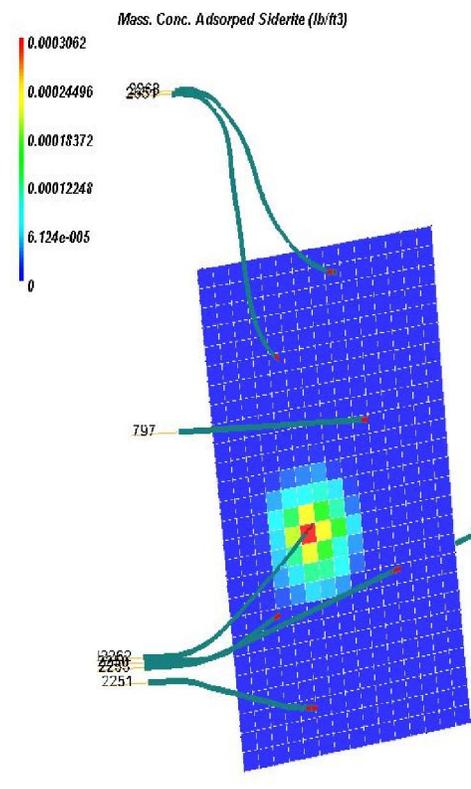
Calcita Adsorbida	105.3	Lbs
-------------------	-------	-----

Figura 20 Calcita adsorbida en el sector modelado – vista de una capa.



Reducción de permeabilidad	16	Porcentaje
----------------------------	----	------------

Figura 23 Porcentaje de reducción de permeabilidad en el sector modelado. – vista de una capa.



Siderita Adsorbida	28.5	Lbs
--------------------	------	-----

Figura 22 Siderita adsorbida en el sector modelado – vista de una capa.

Cuantificación de los minerales adsorbidos por la roca por efecto de la carga iónica del agua de inyección, en un periodo de tiempo de 1300 días de simulación.

<b>Variable</b>	<b>Total Adsorbed</b>	<b>Unidades</b>
Calcita Adsorbida.	105.3	Lbs.
Barita Adsorbida	94.5	Lbs.
Siderita Adsorbida	28.5	Lbs.
Pirita Adsorbida	19.4	Lbs.
<b>Total</b>	<b>247.8</b>	<b>Lbs.</b>
Reducción de permeabilidad.	<b>16</b>	Porcentaje
SRB_Concentration	3269.48	(ppm)

**Tabla 5 Resumen del efecto de inyección cuantificado por el simulador3D.**

Posible reducción de permeabilidad en 16% por el efecto de depositación de los minerales del agua de inyección y su interacción con el agua de inyección a las condiciones de presión y temperatura que han tenido lugar en el sector de estudio.

Se tiene un radio de depositación aproximadamente de 100 pies de longitud, sin embargo se tiene comunicación a través del medio poroso, el cual ha sido reducido principalmente por el efecto de depositación inorgánica.,

## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se puede observar en los resultados obtenidos se ha podido presentar en el periodo de inyección del pozo CIRACNI2, una depositación total de 247 libras de minerales depositados, lo cual ocasiona una reducción de permeabilidad efectiva de 16%, lo cual puede explicar la pérdida de inyección en dicho pozo.

Adicional a la pérdida de permeabilidad se pone en evidencia que se pueden estar presentando problemas de crecimiento bacteriano que en un futuro pueden causar problemas de corrosión en tuberías en los pozos productores por la acción sulfato reductora de las mismas.

La depositación de asfaltenos en el yacimiento, se presentan en los pozos productores con caídas drásticas de presión en el sistema de levantamiento artificial, lo cual se ha evidenciado en muestras de fondo recolectadas. La simulación muestra que la cantidad de asfaltenos depositados por el depletamiento del yacimiento no ha sido un factor de reducción de permeabilidad tan importante..

Como se puede observar el comportamiento de la calidad del agua de inyección para el múltiple M1A es constante en el tiempo, es decir que la calidad del agua de inyección se ve poco afectada por la descomposición o corrosión interna de las tuberías.

## 6. CONCLUSIONES

Se aplicó satisfactoriamente una simulación multifásica, multicomponente y tridimensional, para identificar y cuantificar problemas de formación de incrustaciones, depósitos orgánicos y formación bacteriana aplicada en el campo la Cira - Infantas.

Se identificó como principal factor de reducción de permeabilidad en el sector modelado, la depositación de compuestos inorgánicos en el seno de la roca, entre los más importantes destacan: calcita  $\text{CaCO}_3$ , barita  $\text{BaSO}_4$ , siderita  $\text{Fe}_2\text{S}$ ,

Es importante conocer el comportamiento a condiciones de fondo de pozo, del agua de inyección, puesto que a condiciones de superficie se tienen menores presiones y temperaturas, y puede que no se presente aún precipitación de compuestos inorgánicos.

Se identificó un posible crecimiento bacteriano en el sector modelado, el cual de no atacarse podría llevar un proceso de agriamiento del yacimiento, esto es una liberación exagerada de  $\text{H}_2\text{S}$  bacteriano en el fondo de la roca, el cual puede llegar a las cabezas de los pozos productores ocasionando los problemas de contaminación y corrosión típicos del  $\text{H}_2\text{S}$ .

Se estableció que la depositación inorgánica ha tenido de depositación de aproximadamente 100 ft, cabe aclarar que se tiene comunicación a través de la zona pero se tiene un radio de depositación aproximadamente de 100 pies de longitud

A través de la aplicación de la metodología presentada en (Hawe, 1976) para el uso del "Hall Plot" se calculó un alto daño para el pozo inyector CNI2, esto valida los resultados obtenidos y da una respuesta acerca de la pérdida de inyectividad en la zona, adicionalmente muestra que es posible usar el "Hall

Plot” en análisis cuantitativos lo cual es un uso no muy difundido para dicho tipo de gráfico.

Reveal® es un simulador de diferencias finitas que permite su aplicación efectiva en los estudios que involucran análisis físico químicos para aguas de inyección y / o producción, depositación de componentes inorgánicos y orgánicos, y sirve para unificar la diversidad de información que se tiene disponible con el objetivo de lograr conclusiones acerca de la unión de diversos factores de daño a la formación.

## 7. RECOMENDACIONES

El estudio revela que la calidad del agua de inyección de los pozos de estudio no es la más óptima que se podría tener, por lo tanto se recomienda revisar tratamientos que busquen disminuir los niveles críticos detectados, los cuales son: Hierro (Fe), Sulfatos (SO<sub>4</sub>), cantidad de grasas y aceites, sólidos suspendidos, turbidez, CO<sub>2</sub>. Dichos niveles son están por encima de los límites máximos recomendados por la norma NACE para aguas de inyección.

La cantidad de asfaltenos precipitados aunque no sea grande, se debe tener en cuenta en caso de realizar algún tratamiento remedial al yacimiento, toda vez que se tiene crudo con leve tendencia depositante y las presiones en el yacimiento están por debajo de la presión de burbuja. Por lo tanto se recomienda realizar análisis de compatibilidad de fluidos al momento de escoger algún fluido para remediación de daño en el campo.

En la etapa de recolección de información de este estudio se evidencio la falta de un análisis PvT confiable, lo cual habría facilitado el estudio de simulación. Se recomienda por lo tanto la programación de una toma de fluido de fondo de pozo (a pesar que las condiciones de yacimiento no son las originales), para realizar un análisis de cromatografía extendida, el cual puede ser muy útil en el proceso de recobro secundario que se está dando actualmente en La Cira Infantas, y para otros proyectos que se quieran implementar en un futuro.

Los resultados de este estudio revelan que es posible que se esté dando en el área de estudio un crecimiento de colonias sulfato reductoras o "SRB" las cuales al transformar los nutrientes y sulfatos que se encuentran en el yacimiento dan lugar a una liberación de H<sub>2</sub>S, se recomienda por lo tanto examinar la posibilidad de aplicar tratamientos biocidas que impidan o combatan el crecimiento de dichas colonias.

Se recomienda aplicar esta metodología en otros patrones de inyección, pues demuestra ser una herramienta valiosa y que sirve para dar una idea más clara acerca de la pérdida de inyectividad en los patrones de inyección, se debe tener en cuenta las características de cada caso en particular, y además tener en cuenta que con mejores datos de entrada, (calidad del modelo geológico, confiabilidad de los datos, se logran mejores resultados.

Una limitación encontrada durante el estudio es el modelamiento de la migración de finos, fenómeno que se ha evidenciado ser una de las mayores causas de reducción de inyectividad, esto con base en pruebas de laboratorio desarrolladas paralelamente a este estudio, sin ser objeto de esta tesis.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

Andrés Eduardo Mantilla Zárate, Jesús Alberto Cañas Triana. 1996 *Estudio de estimulación de pozos Bogotá*

GCO, D. D. (1999). Informe Técnico Evaluación Integrada de Yacimientos - Campo La Cira Infantas. Santa Fe De Bogotá.

Hawe, D. E. (1976). *Paper SPE 5985 Direct approach through well plot evaluation improves the accuracy of formation damage calculations and eliminates pressure fall-off testing.*

Identificación De Minerales Arcillosos En La Matriz De Las "Arenas C" De La Formación Mugrosa Con Potencial De Causar Taponamiento En Los Pozos Inyectores Del Campo La Cira Infantas 2008 Bogotá D.C. Colombia Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Magister En Geología.

Limited, Petroleum Experts Manual REVEALS Scotland UK

McCain, W. D. (1990). *The properties of petroleum fluids*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.

OSTROFF, A. (1979). *"Introduction to Oilfield Water Technology"*. Houston: NACE.

Petroleum Experts Manual REVEALS Scotland UK

Suárez, C. A. (2011). *Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C- Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira*. Bogotá, Colombia.

VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO, RDT LC ANÁLISIS PVT'S – ZONA C – ANÁLISIS DE GRAVEDAD API - ANÁLISIS DE VISCOSIDAD (Aceite Muerto)

## 9. ANEXOS

### RESULTADOS DEL AJUSTE HISTÓRICO REALIZADO AL MODELO PLANTEADO.

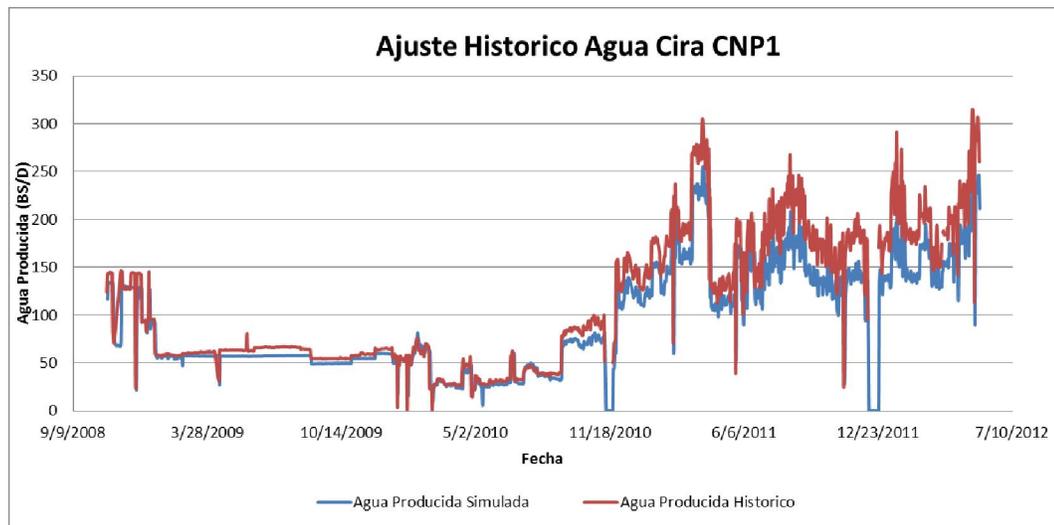


Figura 24 Ajuste histórico mostrado para el aguadel pozo Cira CNP1

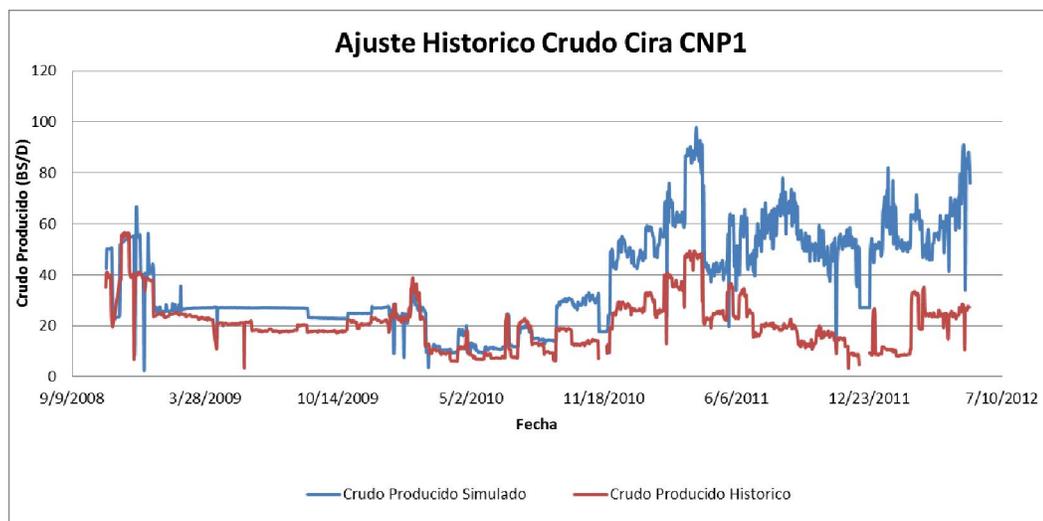


Figura 25 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP1

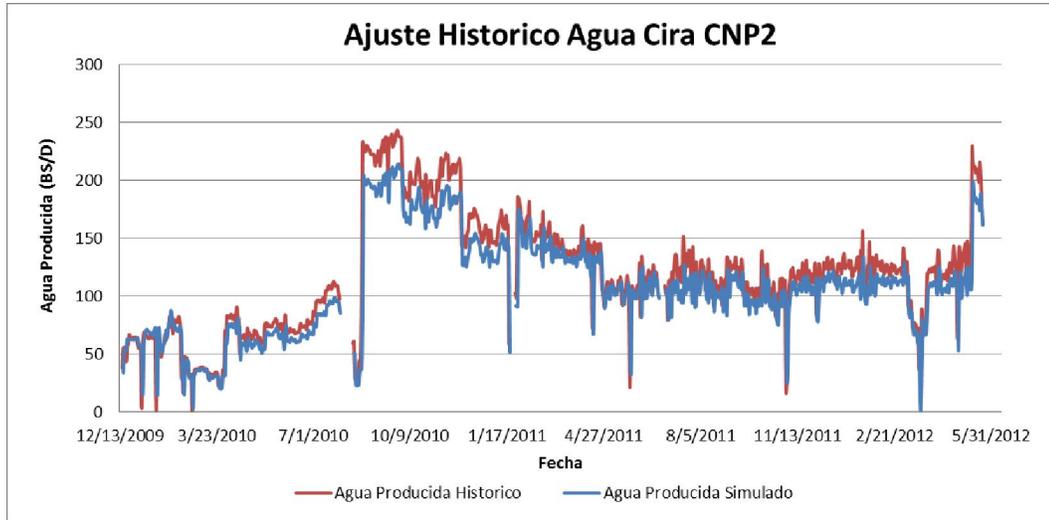


Figura 26 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP2

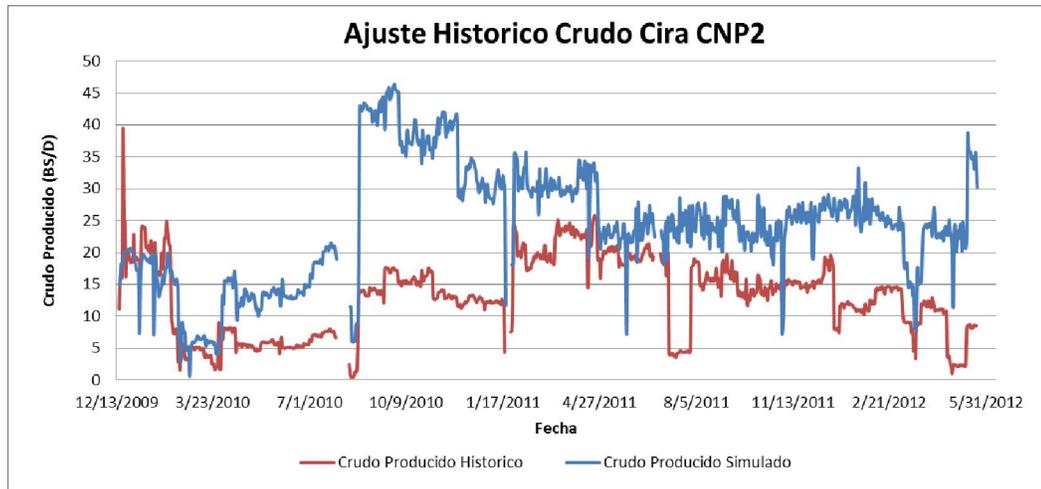
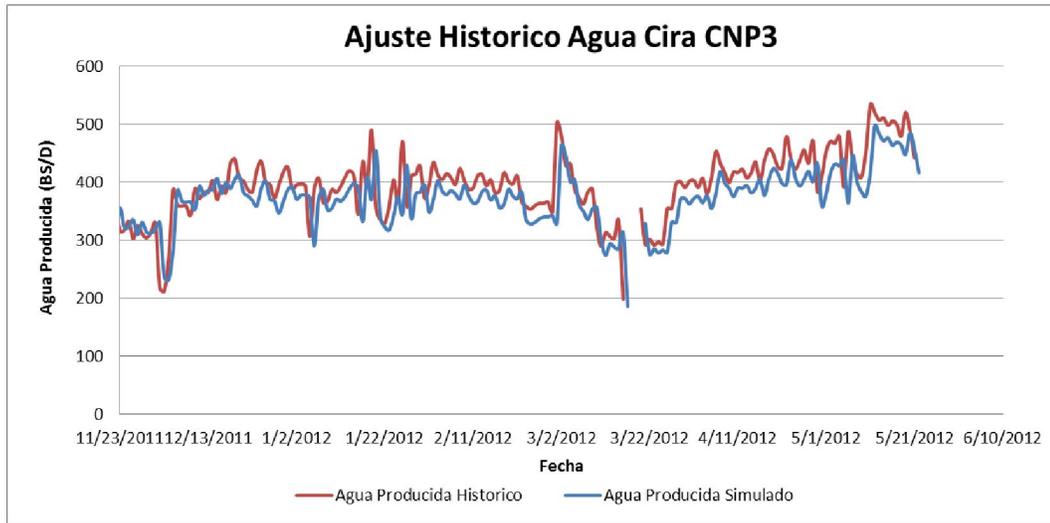
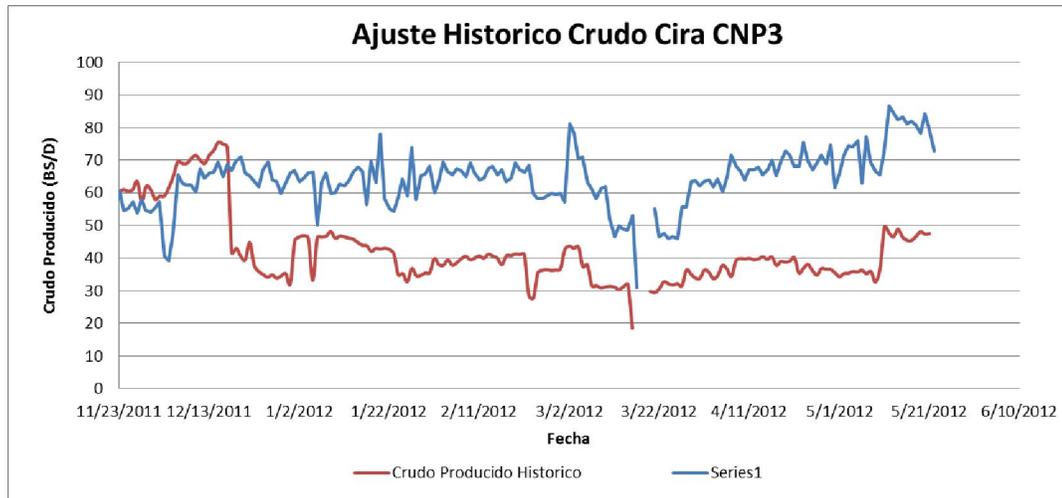


Figura 27 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP2



**Figura 28 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP3**



**Figura 29 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP3**

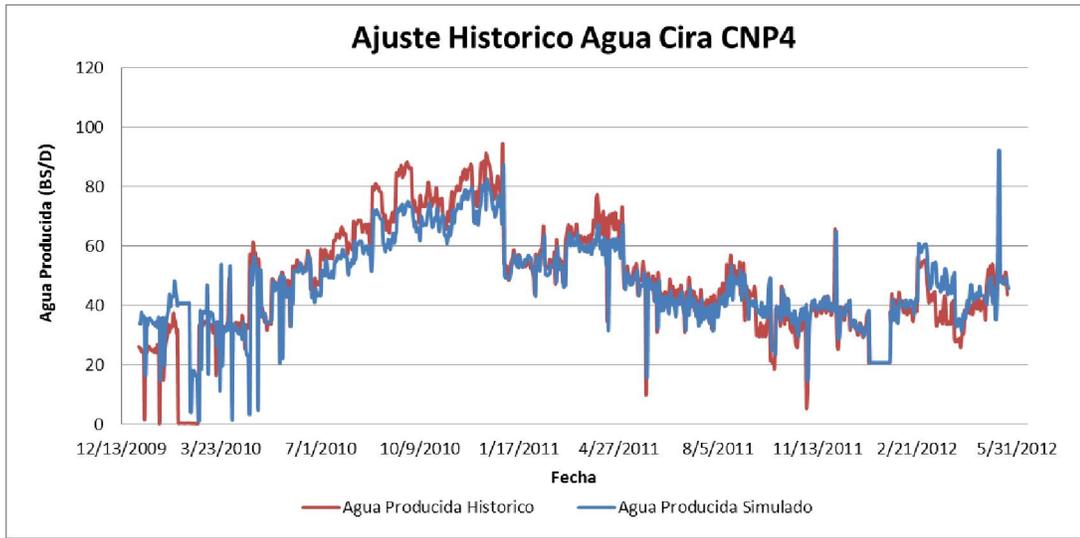


Figura 30 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP4

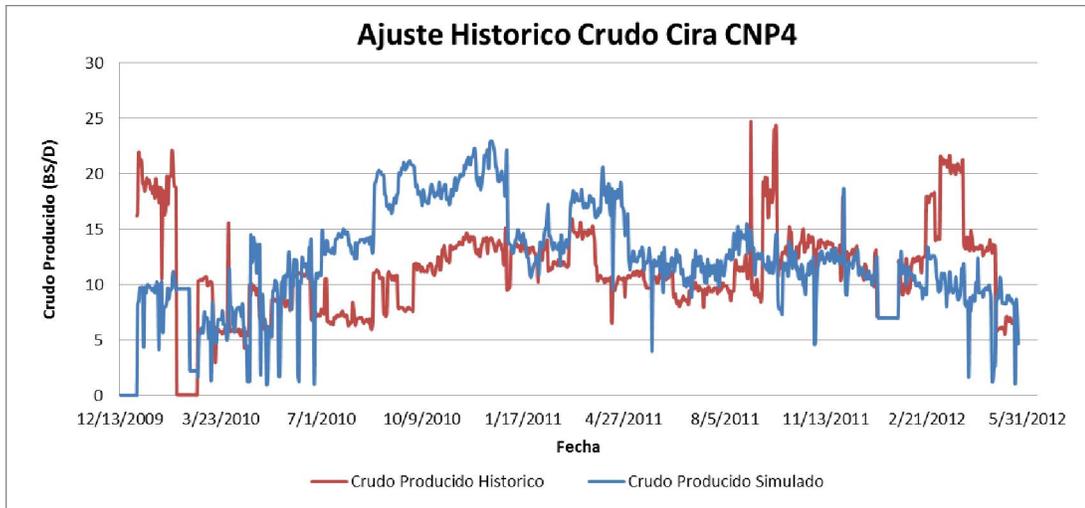
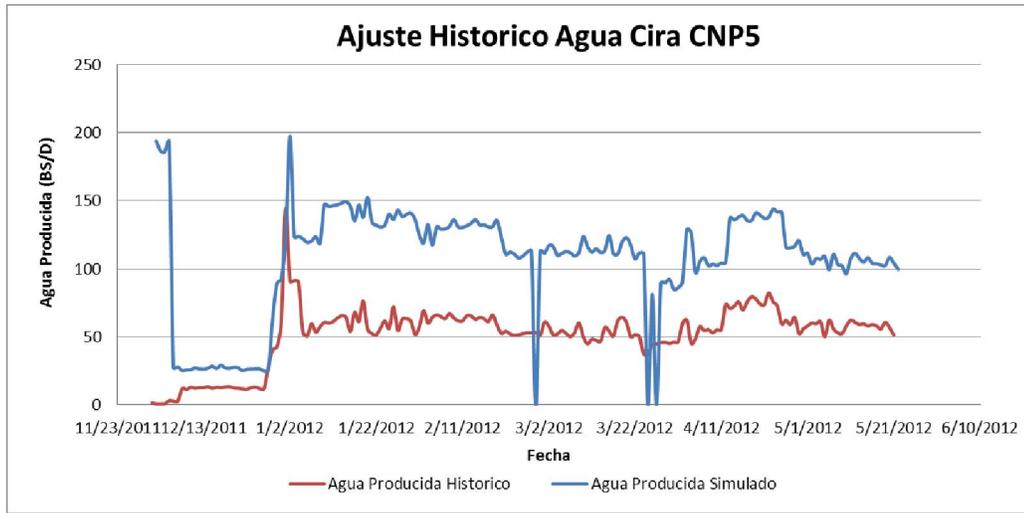
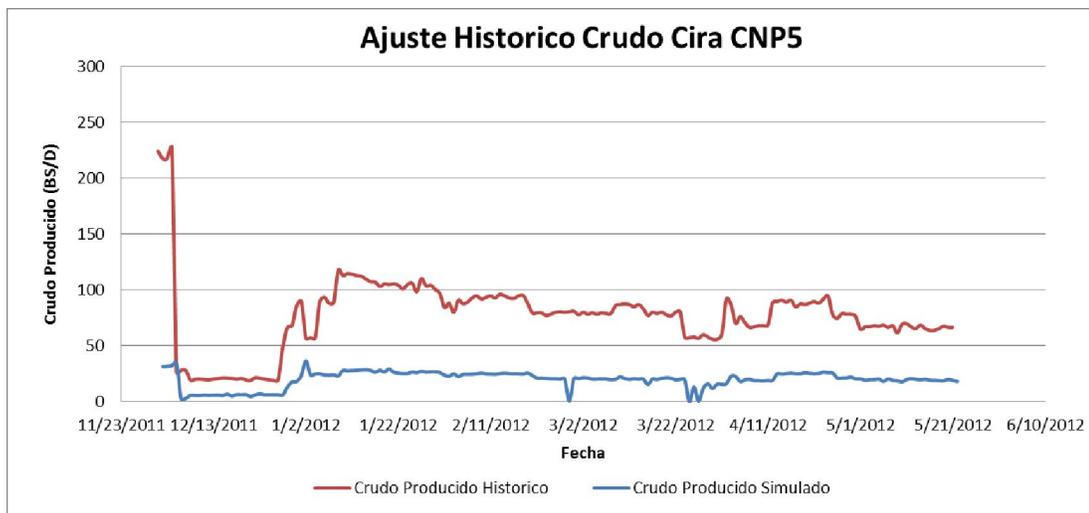


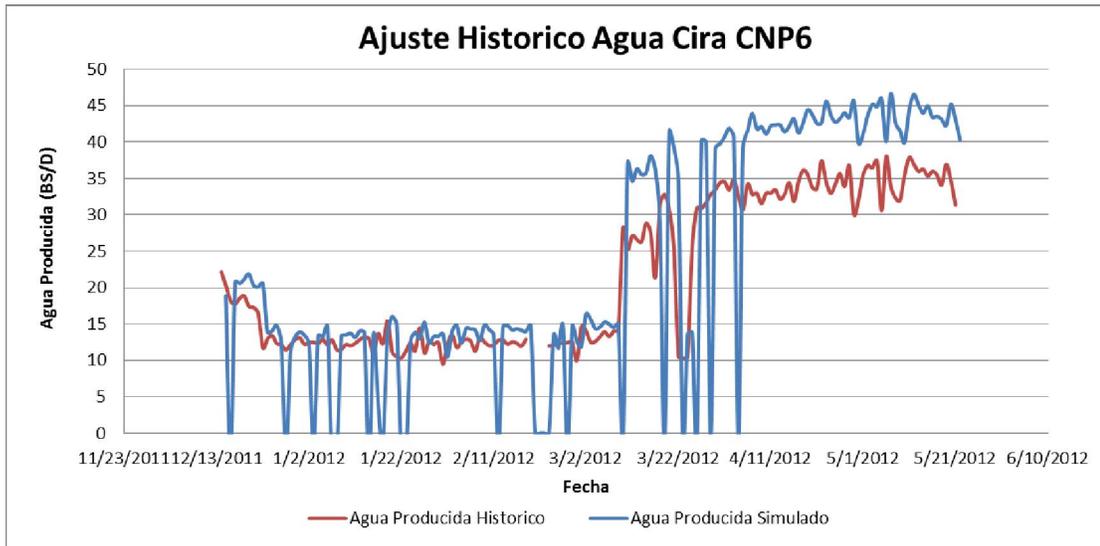
Figura 31 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP4



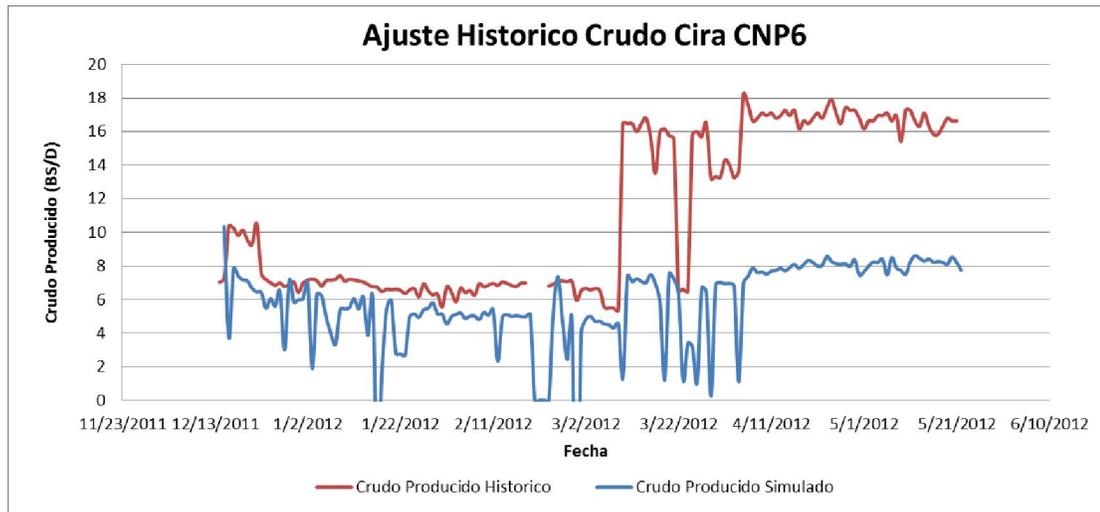
**Figura 32 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP5**



**Figura 33 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP5**



**Figura 34 Ajuste histórico mostrado para el agua del pozo Cira CNP6**



**Figura 35 Ajuste histórico mostrado para el crudo del pozo Cira CNP6**