



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 10 marzo de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Andrés Augusto Carvajal Andrade, con C.C. No. 1075260840,

Cristian Fabian Perdomo Méndez, con C.C. No. 1075244038,

autores del proyecto de grado titulado REVISIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LA METODOLOGÍA DE RECOBRO MEJORADO, EMPLEADA EN LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE DE LA GERENCIA DEL HUILA-TOLIMA presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de petroleos; Autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

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

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Andrés Carvajal Andrade

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Cristian Fabian Perdomo Méndez



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: REVISION Y DIAGNOSTICO DE LA METODOLOGIA DE RECUBRO MEJORADO EMPLEADA EN LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE DE LA GERENCIA HUILA-TOLIMA**

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Carvajal Andrade	Andrés Augusto
Perdomo Méndez	Cristian Fabián

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Aranda Aranda	Ervin

**ASESOR (ES):**

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

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos**

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Petróleos

**CIUDAD:** NEIVA      **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2017      **NÚMERO DE PÁGINAS:** 110

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**



**DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO**

**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-07**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**2 de 3**

Diagramas\_X\_ Fotografías\_\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_X\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_X\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_  
Tablas o Cuadros\_X\_

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

**MATERIAL ANEXO:**

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

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Calidad de Agua	Water Quality	6. Plan de monitoreo	Surveillance
2. Inyección de polímero	polymer injection	7. Gel de polímero	Polymer Gel
3. OFM	OFM	8. Inyección de química	Chemestry injection
4. Patrón de inyección	injection pattern	9. Inyección de agua	Waterflood injection
5. Factor de recobro	Recovery factor	10. Recobro mejorado	Improved recovery

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

En el siguiente trabajo se desarrollan las actividades de seguimiento al monitoreo que constituye una adecuada captura de información que permite analizar el comportamiento de los patrones de inyección en cada una de las partes que conforman el sistema (pozos inyectores y productores, calidad del agua y patrones). Inicialmente se revisó la bibliografía que hay al respecto para comparar el seguimiento que se está haciendo a los campos Palogrande y Santa Clara, seguido de esto se hizo una recolecta de información, la cual es sacada de herramientas disponibles como el Oil Field Manager (OFM), Excel, entre otras; de dicha información se hizo el análisis en el siguiente orden: análisis de la calidad del agua, análisis a nivel de pozo (productores e inyectores), y a nivel de patrón. Al haber desarrollado lo anteriormente descrito se pudo observar que la calidad del agua en los campos no cumple con los estándares establecidos para ello, sin embargo no se ve un efecto negativo debido a esto, en cuanto a los pozos analizados se observó que la mayoría tienen un comportamiento normal respecto a la línea base.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

In the following work the activities of monitoring are developed that constitute an adequate capture of information that allows analyzing the behavior of the injection patterns in each of the parts that make up the system (wells injectors and producers, water quality and patterns). Initially, the bibliography was revised to compare the monitoring that is being done to the Palogrande and Santa Clara fields, followed by a collection of information, which is drawn from available tools such as the Oil Field Manager (OFM), Excel, among others; Of this information the analysis was done in the following order: water quality analysis, well level analysis (producers and injectors), and at the standard level. Having developed the above described, it was observed that the water quality in the fields does not meet the established standards for this, however it does not see a negative effect due to this, as far as the wells analyzed were observed that the majority have Normal behavior with regard to the baseline.

**APROBACION DE LA TESIS**

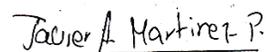
Nombre Presidente Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma: 

Nombre Jurado: Fredy Humberto Escobar Macualo

Firma: 

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez

Firma: 

**REVISIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LA METODOLOGÍA DE RECOBRO  
MEJORADO, EMPLEADA EN LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE  
DE LA GERENCIA DEL HUILA-TOLIMA**

**ANDRÉS AUGUSTO CARVAJAL ANDRADE  
CRISTIAN FABIÁN PERDOMO MÉNDEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA 2016**

**REVISIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LA METODOLOGÍA DE RECOBRO  
MEJORADO, EMPLEADA EN LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE  
DE LA GERENCIA DEL HUILA-TOLIMA**

**ANDRÉS AUGUSTO CARVAJAL ANDRADE  
CRISTIAN FABIÁN PERDOMO MENDEZ**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Directores:**

**Luis Carlos Perdomo Hermida**

**José Darío Reyes Hoyos**

**Ingenieros de Petróleos**

**ECOPETROL S.A.**

**Codirector:**

**Ervin Aranda Aranda**

**Ingeniero de Petróleos**

**Docente Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2016**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---



Director



Firma Jurado

Javier A. Martínez P.

Firma Jurado

Neiva, Marzo de 2017

## **DEDICATORIA**

*Gracias primero a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor. A mis padres por su apoyo incondicional, a mis hermanos, amigos y familiares por estar siempre mi lado.*

**CRISTIAN FABIAN PERDOMO MENDEZ**

*Gracias a Dios por darme sabiduría e inteligencia para lograr este proyecto de mi vida. A mis padres por su amor y apoyo incondicional, a mi hermano, amigos y familiares por sus consejos y por siempre creer en mí.*

**ANDRÉS AUGUSTO CARVAJAL ANDRADE**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- La Universidad Surcolombiana, por ser nuestra segunda casa y fuente de conocimientos durante la carrera.
- La empresa ECOPETROL S.A por darnos la oportunidad de realizar este proyecto.
- Al ingeniero José Darío Reyes, director del proyecto, por su apoyo, sus conocimientos y paciencia.
- Al ingeniero Ervin Aranda Aranda, codirector del proyecto, por su valioso aporte y colaboración.
- A los jurados del proyecto Fredy Humberto Escobar y Javier Andrés Martínez por su asesoría.
- A la profesora Hayde Morales, por sus valiosos conocimientos y ayuda durante la carrera.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. GENERALIDADES.....</b>	<b>18</b>
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO SANTA CLARA .....	18
1.1.1 Reseña histórica.....	18
1.1.2 Localización .....	19
1.1.3 Infraestructura petrolera .....	19
1.1.4 Geología del Campo .....	20
1.1.5 Información Petrofísica.....	24
1.1.6 Cálculos volumétricos de reservas de aceite .....	24
1.1.7 Características de los fluidos del Campo Santa Clara .....	26
1.1.8 Mecanismo de producción y factor de recobro.....	28
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO PALOGRANDE .....	29
1.2.1 Reseña histórica.....	29
1.2.2 Localización .....	30
1.2.3 Geología del campo .....	31
1.2.4 Información Petrofísica.....	33
1.2.5 Cálculos volumétricos de las reservas de aceite.....	33
1.2.6 Características de los fluidos del campo Palogrande.....	33
1.2.7 Mecanismo de producción y factor de recobro.....	34
1.3 GENERALIDADES DEL PILOTO DE INYECCIÓN CAMPO SANTA CLARA .....	35
1.3.1 Patrón de inyección pozo SC-10.....	35
1.3.1.1 Corte geológico patrón SC-10 .....	36
1.3.1.2 Correlación estratigráfica pozo SC-10 .....	36
1.3.2 Patrón de inyección pozo SC-11 .....	37
1.3.2.1 Corte geológico transversal patrón SC-11 .....	37
1.3.2.2 Correlación estratigráfica pozo SC-11 .....	38
1.4 GENERALIDADES DEL PILOTO DE INYECCIÓN CAMPO PALOGRANDE .....	39
1.4.1 Patrón de inyección de polímero en PG-34 .....	39
1.4.1.1 Corte geológico transversal del patrón PG-34 .....	40

<b>2. SEGUIMIENTO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN</b> .....	<b>42</b>
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE INYECCIÓN DE ACUERDO A SUS PARÁMETROS FÍSICOS PARA LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE .....	43
2.2 RESULTADOS DEL SEGUIMIENTO DE LA CALIDAD DEL AGUA EN LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE.....	46
2.2.1 Metodología empleada para la supervisión de la calidad del agua para el campo Santa Clara .....	46
2.2.1.1 Resultados del seguimiento de la calidad del agua en el campo Santa Clara .....	47
2.2.2 Metodología empleada para la supervisión de la calidad del agua para el campo Palogrande.....	53
2.2.2.1 Resultados del análisis fisicoquímico del agua de preparación de la solución polimérica.....	54
2.2.2.2 Resultados del análisis fisicoquímico de la solución polimérica. .	56
2.2.2.3 Seguimiento al agua de producción de los pozos afectados por la inyección	58
<b>3. PROCEDIMIENTO PARA SEGUIMIENTO DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN el CAMPO SANTA CLARA Y EL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA MEJORADA EN EL CAMPO PALOGRANDE</b> .....	<b>59</b>
3.1 GRÁFICOS CREADOS A NIVEL PATRÓN.....	68
3.1.1 Relación gas – aceite, relación agua – aceite y corte de agua versus tiempo (GOR/WOR/WCUT vs Tiempo) Patrón SC-10, SC-11 y PG-34.....	68
.....	69
3.1.2 Voidage Replacement Ratio para patrones SC-10, SC-11 y PG-34 ..	71
3.1.3 Mapas de burbuja patrones Santa Clara y Palogrande.....	73
3.2 GRÁFICOS CREADOS A NIVEL POZO.....	75
3.2.1 Pozos productores del patrón SC-10 .....	76
3.2.1.1 SC-02 .....	76
3.2.1.2 SC-WT2ST .....	78
3.2.1.3 SC-14DST .....	80
3.2.1.4 SC-17ST.....	82
3.2.1.5 SC-12 .....	83
3.2.2 Pozos productores del patrón SC-11 .....	85
3.2.2.1 SC-12 .....	85
3.2.2.2 SC-03 .....	85

3.2.2.3	SC-05 .....	87
3.2.2.4	SC-16D .....	89
3.2.2.5	PAL-3HTH .....	90
3.2.2.6	PAL-4H .....	92
3.2.3	Pozos productores del patrón PG-34 .....	93
3.2.3.1	PG-08 .....	93
3.2.3.2	PG-11 .....	95
3.2.3.3	PG-14 .....	96
3.2.3.4	PG-24 .....	98
3.2.3.5	PG-28 .....	100
3.2.3.6	PG-30 .....	101
3.2.4	Método de Hall para los patrones SC-10, SC-11 y PG-34 .....	103
3.3	Resumen general .....	105
	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>106</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>107</b>
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>109</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Línea de tiempo Área Santa Clara .....	18
<b>Figura 2.</b> Localización geográfica del Campo Santa Clara .....	19
<b>Figura 3.</b> Mapa estructural al tope de la unidad Caballos Superior.....	20
<b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Superior del Magdalena	21
<b>Figura 5.</b> Viscosidad del aceite según PVT .....	27
<b>Figura 6.</b> Comportamiento de FVF y $\mu$ con presión crudo Santa Clara.....	27
<b>Figura 7.</b> Mecanismo de producción del campo Santa Clara .....	28
<b>Figura 8.</b> Mapa de Localización Campo Palogrande.....	30
<b>Figura 9.</b> Mapa estructural al tope de la Formación Monserrate.....	31
<b>Figura 10.</b> Zonas Falladas campo Palogrande .....	32
<b>Figura 11.</b> Patrón de inyección SC-10 .....	35
<b>Figura 12.</b> Corte geológico transversal del patrón SC-10 .....	36
<b>Figura 13.</b> Correlación estratigráfica patrón SC-10 .....	36
<b>Figura 14.</b> Patrón de inyección SC-11 .....	37
<b>Figura 15.</b> Corte geológico patrón SC-11.....	37
<b>Figura 16.</b> Correlación estratigráfica patrón SC-11 .....	38
<b>Figura 17.</b> Patrón de inyección PG-34 .....	40
<b>Figura 18.</b> Corte geológico pozos de primera línea PG-34, PG-05, PG-08, PG-28, PG-30, PG-07, PG-09 Y PG-24 .....	40
<b>Figura 19.</b> Corte geológico pozos de segunda línea PG-11, PG-34 Y PG-14.....	41
<b>Figura 20.</b> Puntos de monitoreo SC-10 y SC-11 .....	46
<b>Figura 21.</b> Puntos de muestreo PG-34.....	54
<b>Figura 22.</b> Mapa conceptual de parámetros necesarios en un proyecto de inyección de agua .....	60
<b>Figura 23.</b> Hall Plot a diferentes condiciones del pozo.....	64
<b>Figura 24.</b> Caso de Conificación .....	66
<b>Figura 25.</b> Caso de Comunicación Mecánica.....	66
<b>Figura 26.</b> Caso de Canalización .....	67
<b>Figura 27.</b> Caso de barrido normal.....	67

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Resumen de las propiedades petrofísicas del Campo Santa Clara.....	24
<b>Tabla 2.</b> Petróleo original "in-situ" del bloque en el �rea Santa Clara .....	25
<b>Tabla 3.</b> Petróleo original "in-situ" del Campo Santa Clara.....	25
<b>Tabla 4.</b> Petróleo original "in-situ" del Campo Palermo .....	25
<b>Tabla 5.</b> Características de los fluidos del �rea Santa Clara.....	26
<b>Tabla 6.</b> Clasificación de los Hidrocarburos de acuerdo al Instituto Americano del Petróleo según su Gravedad API.....	26
<b>Tabla 7.</b> Principales acontecimientos del Campo Palogrande - Cebú. .....	29
<b>Tabla 8.</b> Resumen de las propiedades petrofísicas del Campo Palogrande .....	33
<b>Tabla 9.</b> Características del aceite en el campo Palogrande.....	34
<b>Tabla 10.</b> Características del agua de inyección en el campo Palogrande .....	34
<b>Tabla 11.</b> Problemas encontrados en el agua de producción y agua de inyección	43
<b>Tabla 12.</b> Parámetros físicos a monitorear en las aguas de inyección.....	44
<b>Tabla 13.</b> Valores máximos recomendados para un agua de inyección de buena calidad en la gerencia Huila – Tolima, Ecopetrol S.A. ....	45
<b>Tabla 14.</b> Clasificación de la calidad del agua, según referencia NACE173-05 ....	45
<b>Tabla 15a y 15b.</b> Análisis fisicoquímico (14/Diciembre/2015) .....	47
<b>Tabla 16a y 16b.</b> Análisis fisicoquímico (02/Marzo/2016) .....	47
<b>Tabla 17a y 17b.</b> Análisis fisicoquímico (27/Abril/2016) .....	48
<b>Tabla 18.</b> Química inyectada en la PIA Santa Clara.....	53
<b>Tabla 19.</b> Análisis fisicoquímico (05/Marzo/2016) .....	54
<b>Tabla 20.</b> Análisis fisicoquímico (19/Abril/2016) .....	55
<b>Tabla 21.</b> Parámetros de control de la solución polimérica madre en el pozo PG34 .....	56
<b>Tabla 22.</b> Parámetros de calidad de la solución polimérica en cabeza de pozo PG34.....	57
<b>Tabla 23.</b> Seguimiento a la irrupción de polímero en los pozos afectados.....	58
<b>Tabla 24.</b> Procedimientos a usar según el nivel de estudio.....	61
<b>Tabla 25.</b> Resumen de pozos afectados por los diferentes patrones de inyección .....	76
<b>Tabla 26.</b> Resumen general del piloto Santa Clara 10 .....	105
<b>Tabla 27.</b> Resumen general del piloto Santa Clara 11 .....	105
<b>Tabla 28.</b> Resumen general del piloto Palogrande 34.....	105

## LISTA DE GRÁFICAS

<b>Gráfica 1.</b> Comparativo del Parámetro CO <sub>2</sub> en dos diferentes puntos de muestreo .....	49
<b>Gráfica 2.</b> Comparativo del Parámetro Fe <sup>++</sup> en dos diferentes puntos de muestreo .....	49
<b>Gráfica 3.</b> Comparativo del Parámetro Turbidez en dos diferentes puntos de muestreo .....	50
<b>Gráfica 4.</b> Comparativo del Parámetro BSR en dos diferentes puntos de muestreo .....	50
<b>Gráfica 5.</b> Comparativo Parámetro Sólidos Suspendidos en dos diferentes puntos de muestreo .....	51
<b>Gráfica 6.</b> Comparativo Parámetro G&A en dos diferentes puntos de muestreo ..	51
<b>Gráfica 7.</b> GOR, WOR vs tiempo patrón <b>SC-10</b> .....	68
<b>Gráfica 8.</b> WCUT vs tiempo patrón <b>SC-10</b> .....	68
<b>Gráfica 9.</b> GOR, WOR vs tiempo patrón <b>SC-11</b> .....	69
<b>Gráfica 10.</b> WCUT vs tiempo patrón <b>SC-11</b> .....	69
<b>Gráfica 11.</b> GOR, WOR vs tiempo patrón <b>PG-34</b> .....	70
<b>Gráfica 12.</b> WCUT vs tiempo patrón <b>PG-34</b> .....	70
<b>Gráfica 13.</b> VRR vs tiempo patrón <b>SC-10</b> .....	71
<b>Gráfica 14.</b> VRR vs tiempo patrón <b>SC-11</b> .....	72
<b>Gráfica 15.</b> VRR patrón PG-34.....	72
<b>Gráfica 16.</b> Mapa de burbuja Patrón Santa Clara 10. ....	73
<b>Gráfica 17.</b> Mapa de burbuja Patrón Santa Clara 11 .....	74
<b>Gráfica 18.</b> Mapa de burbuja PG-34 .....	75
<b>Gráfica 19.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>SC-02</b> .....	76
<b>Gráfica 20.</b> WCUT vs Tiempo <b>SC-02</b> .....	77
<b>Gráfica 21.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>SC-02</b> .....	77
<b>Gráfica 22.</b> Curva de CHAN Pozo <b>SC-02</b> .....	77
<b>Gráfica 23.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>SC-WT2ST</b> .....	78
<b>Gráfica 24.</b> WCUT vs Tiempo <b>SC-WT2ST</b> .....	79
<b>Gráfica 25.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>SC-WT2ST</b> .....	79
<b>Gráfica 26.</b> Curva de CHAN pozo <b>SC-WT2ST</b> .....	79
<b>Gráfica 27.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>SC-14DST</b> .....	80
<b>Gráfica 28.</b> WCUT vs Tiempo <b>SC-14DST</b> .....	80
<b>Gráfica 29.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>SC-14DST</b> .....	81
<b>Gráfica 30.</b> Curva de CHAN pozo <b>SC-14DST</b> .....	81
<b>Gráfica 31.</b> WOR, GOR Vs tiempo <b>SC-17ST</b> .....	82
<b>Gráfica 32.</b> WCUT Vs tiempo <b>SC-17ST</b> .....	82
<b>Gráfica 33.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>SC-17ST</b> .....	82
<b>Gráfica 34.</b> Curva de Chan <b>SC-17ST</b> .....	83

<b>Gráfica 35.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>SC-12</b> .....	83
<b>Gráfica 36.</b> WCUT vs Tiempo <b>SC-12</b> .....	84
<b>Gráfica 37.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>SC-12</b> .....	84
<b>Gráfica 38.</b> Curva de CHAN pozo <b>SC-12</b> .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>Gráfica 39.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>SC-03</b> .....	85
<b>Gráfica 40.</b> WCUT vs Tiempo <b>SC-03</b> .....	85
<b>Gráfica 41.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>SC-02</b> .....	86
<b>Gráfica 42.</b> Curva de CHAN pozo <b>SC-03</b> .....	86
<b>Gráfica 43.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>SC-05</b> .....	87
<b>Gráfica 44.</b> WCUT vs Tiempo <b>SC-05</b> .....	87
<b>Gráfica 45.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>SC-05</b> .....	88
<b>Gráfica 46.</b> Curva de CHAN pozo <b>SC-05</b> .....	88
<b>Gráfica 47.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>SC-16D</b> .....	89
<b>Gráfica 48.</b> WCUT vs Tiempo <b>SC-16D</b> .....	89
<b>Gráfica 49.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>SC-16D</b> .....	89
<b>Gráfica 50.</b> Curva de CHAN pozo <b>SC-16D</b> .....	90
<b>Gráfica 51.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>PAL-3HTH</b> .....	90
<b>Gráfica 52.</b> WCUT vs Tiempo <b>PAL-3HTH</b> .....	91
<b>Gráfica 53.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>PAL-3HTH</b> .....	91
<b>Gráfica 54.</b> Curva de CHAN pozo <b>PAL-3HTH</b> .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>Gráfica 55.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>PAL-4H</b> .....	92
<b>Gráfica 56.</b> WCUT vs Tiempo <b>PAL-4H</b> .....	92
<b>Gráfica 57.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>PAL-4H</b> .....	92
<b>Gráfica 58.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>PG-08</b> .....	93
<b>Gráfica 59.</b> WCUT vs Tiempo <b>PG-08</b> .....	93
<b>Gráfica 60.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>PG-08</b> .....	94
<b>Gráfica 61.</b> Curva de CHAN pozo <b>PG-08</b> .....	94
<b>Gráfica 62.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>PG-11</b> .....	95
<b>Gráfica 63.</b> WCUT vs Tiempo <b>PG-11</b> .....	95
<b>Gráfica 64.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>PG-11</b> .....	95
<b>Gráfica 65.</b> Curva de CHAN pozo <b>PG-11</b> .....	96
<b>Gráfica 66.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>PG-14</b> .....	96
<b>Gráfica 67.</b> WCUT vs Tiempo <b>PG-14</b> .....	97
<b>Gráfica 68.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>PG-14</b> .....	97
<b>Gráfica 69.</b> Curva de CHAN pozo <b>PG-14</b> .....	97
<b>Gráfica 70.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>PG-24</b> .....	98
<b>Gráfica 71.</b> WCUT vs Tiempo <b>PG-24</b> .....	98
<b>Gráfica 72.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>PG-24</b> .....	99
<b>Gráfica 73.</b> Curva de CHAN pozo <b>PG-24</b> .....	99
<b>Gráfica 74.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>PG-28</b> .....	100
<b>Gráfica 75.</b> WCUT vs Tiempo <b>PG-28</b> .....	100
<b>Gráfica 76.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>PG-28</b> .....	100
<b>Gráfica 77.</b> Curva de CHAN pozo <b>PG-28</b> .....	101
<b>Gráfica 78.</b> WOR, GOR vs Tiempo <b>PG-30</b> .....	101
<b>Gráfica 79.</b> WCUT vs Tiempo <b>PG-30</b> .....	102

<b>Gráfica 80.</b> Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo <b>PG-30</b> .....	102
<b>Gráfica 81.</b> Curva de CHAN pozo <b>PG-30</b> .....	102
<b>Gráfica 82.</b> Hall para pozo inyector <b>SC-10</b> .....	103
<b>Gráfica 83.</b> Hall para pozo inyector <b>SC-11</b> .....	103
<b>Gráfica 84.</b> Hall pozo inyector <b>PG-34</b> .....	104

### LISTA DE ECUACIONES

<b>Ecuación 1.</b> Coeficiente de Hall .....	64
--	----

## GLOSARIO

BES: Bombas electro-sumergibles.

BM: Bombeo mecánico.

BSW: Contenido de agua y sedimentos.

G&A: Contenido de grasas y aceites.

GOC: Contacto gas – aceite.

GOR: Relación gas – aceite.

M: Razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo).

PCP: Bomba de cavidad progresiva.

Qo: Caudal de aceite.

Qw: Caudal de agua.

SLA: Sistema de levantamiento artificial.

Solución polimérica: Mezcla de agua más polímeros.

WCUT: Corte de agua.

WOC: Contacto agua-aceite.

WOR: Relación agua – aceite.

## **RESUMEN**

**TITULO:** REVISIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LA METODOLOGÍA DE RECOBRO MEJORADO, EMPLEADA EN LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE DE LA GERENCIA DEL HUILA-TOLIMA.

**AUTORES:** ANDRES AUGUSTO CARVAJAL ANDRADE, CRISTIAN FABIAN PERDOMO MENDEZ.

**PALABRAS CLAVES:** Calidad del agua, sistema de inyección, OFM, tratamiento químico.

### **DESCRIPCIÓN:**

En el siguiente trabajo se desarrollan las actividades de seguimiento al monitoreo que constituye una adecuada captura de información que permite analizar el comportamiento de los patrones de inyección en cada una de las partes que conforman el sistema (pozos inyectoros y productores, calidad del agua y patrones).

Inicialmente se revisó la bibliografía que hay al respecto para comparar el seguimiento que se está haciendo a los campos Palogrande y Santa Clara, seguido de esto se hizo una recolecta de información, la cual es sacada de herramientas disponibles como el Oil Field Manager (OFM), Excel, entre otras; de dicha información se hizo el análisis en el siguiente orden: análisis de la calidad del agua y al tratamiento químico, análisis a nivel de pozo (productores e inyectoros), y a nivel de patrón.

Al haber desarrollado lo anteriormente descrito se pudo observar que la calidad del agua en los campos no cumple con los estándares establecidos para ello, sin embargo no se ve un efecto negativo debido a esto, en cuanto a los pozos analizados se observó que la mayoría tienen un comportamiento normal respecto a la línea base

## **ABSTRACT**

**TITLE:** REVIEW AND DIAGNOSIS OF THE IMPROVED RECOVERY METHODOLOGY, USED IN THE SANTA CLARA AND PALOGRANDE FIELDS OF HUILA-TOLIMA MANAGEMENT.

**AUTHORS:** ANDRES AUGUSTO CARVAJAL ANDRADE, CRISTIAN FABIAN PERDOMO MENDEZ.

**KEY WORDS:** Water quality, Injection system, OFM, Chemical treatment.

### **DESCRIPTION:**

In the following work the activities of monitoring are developed that constitute an adequate capture of information that allows analyzing the behavior of injection patterns in each of the parts that make up the system (wells injectors and producers, water quality and patterns).

Initially, the bibliography was revised to compare the monitoring that is being done to the Palogrande and Santa Clara fields, followed by a collection of information, which is drawn from available tools such as the Oil Field Manager (OFM) , Excel, among others; Of this information the analysis was done in the following order: water quality analysis and chemical treatment, well level analysis (producers and injectors), and at the standard level.

Having developed the above described it was observed that the quality of the water in the fields does not meet the standards established for this, however it does not see a negative effect due to this, as far as wells analyzed it was observed that the majority Have a normal behavior with respect to the baseline.

## INTRODUCCIÓN

La producción en los campos Santa Clara y Palogrande ha tenido una caída en la producción en los últimos años, esto debido a la caída de presión en el yacimiento, por lo tanto se hizo necesario implementar un método de recobro como es la inyección de agua y la inyección de solución polimérica en los campos anteriormente dichos respectivamente. Por ser proyectos pilotos se hizo necesario que se le realizara una metodología de monitoreo para observar el desempeño del campo.

En este trabajo se implementó una revisión de la bibliografía de varias fuentes en cuanto a proyectos pilotos de este tipo, para poder establecer un proceso eficiente que permita ver el comportamiento del piloto así como problemas que se puedan presentar y oportunidades de optimizar el proceso.

Posteriormente de revisar la bibliográfica se realizó la revisión de la calidad de agua en cuanto a los parámetros que se deben mantener dentro de los rangos recomendados por las normas NACE, también se plantearon métodos de evaluación de la eficiencia de inyección a diferentes niveles como pozo y patrón, mediante el uso de herramientas como el OFM (Oil Field Manager), así se puede hacer un seguimiento adecuado como el que se muestra en este proyecto de grado.

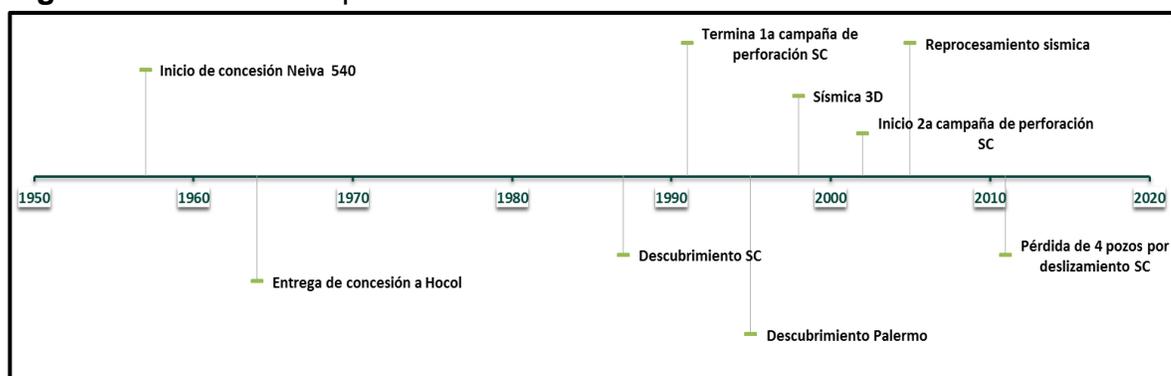
# 1. GENERALIDADES<sup>1</sup>

## 1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO SANTA CLARA

### 1.1.1 Reseña histórica

El campo Santa Clara fue descubierto e inicio producción en el año 1987 con la perforación del pozo SC-1; produce de la formación Caballos a profundidades promedio de 3000 pies, fue operado por Hocol hasta 1994 (final de la Concesión Neiva 540) cuando dicha propiedad fue entregada a ECOPETROL S.A. La inyección de agua inicia el 1 de Octubre del 2015 en el pozo Santa Clara 10 (SC10). La Figura 1 muestra la línea de tiempo para los campos Santa Clara y Palermo.

**Figura 1.** Línea de tiempo Área Santa Clara



**Fuente:** ECOPETROL S.A, DEPARTAMENTO DE PORTAFOLIO DE YACIMIENTOS (PYA). Plan de desarrollo integrado (pdi) Área Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 11 p.

A junio de 2016 el sistema de levantamiento en los pozos es por bombeo de cavidad progresiva (PCP), bombeo mecánico (MB), y Bombas electro sumergible (BES). Tiene un OOIP de 94 MBIs (55 en UKB y 39 en LKB).

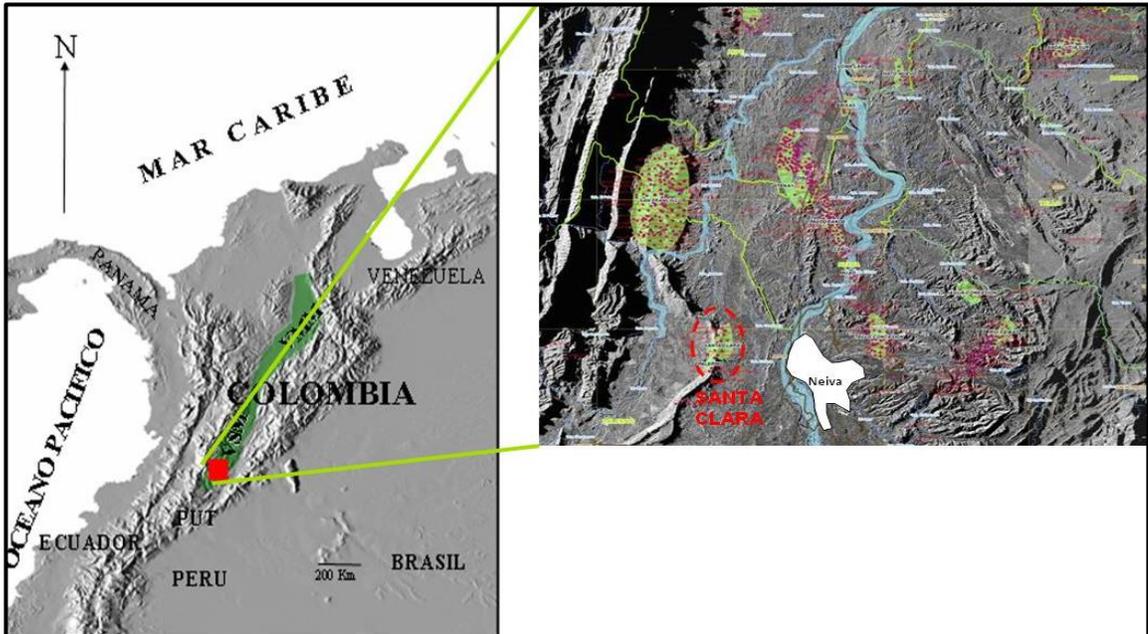
El campo alcanzó su pico de producción de 3.137 BOPD en octubre del 2005, el OOIP para el Área Santa Clara es de 121,16 MBIs (93.92 campo Santa Clara y 27.4 campo Palermo) distribuido 70,8 MBIs en las Arenas Superiores y 50,4 MBIs en las Arenas Inferiores de la formación Caballos. En términos generales se considera que los yacimientos producen por empuje de agua y gas en solución.

<sup>1</sup> ECOPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Programa de monitoreo para el piloto de recobro mejorado por inyección de agua Campo Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 8 p.

### 1.1.2 Localización

El campo Santa Clara está ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, 10 Kilómetros al nor-oeste de la ciudad de Neiva (ver Figura 2)

**Figura 2.** Localización geográfica del Campo Santa Clara



**Fuente:** ECOPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Programa de monitoreo para el piloto de recobro mejorado por inyección de agua Campo Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 8 p.

El campo Santa Clara cuenta con veintiocho pozos perforados en la estructura de los cuales veintidós se encuentran en producción, cuatro abandonados debido al derrumbe de la localización, uno cerrado y uno como monitor de presión.

### 1.1.3 Infraestructura petrolera

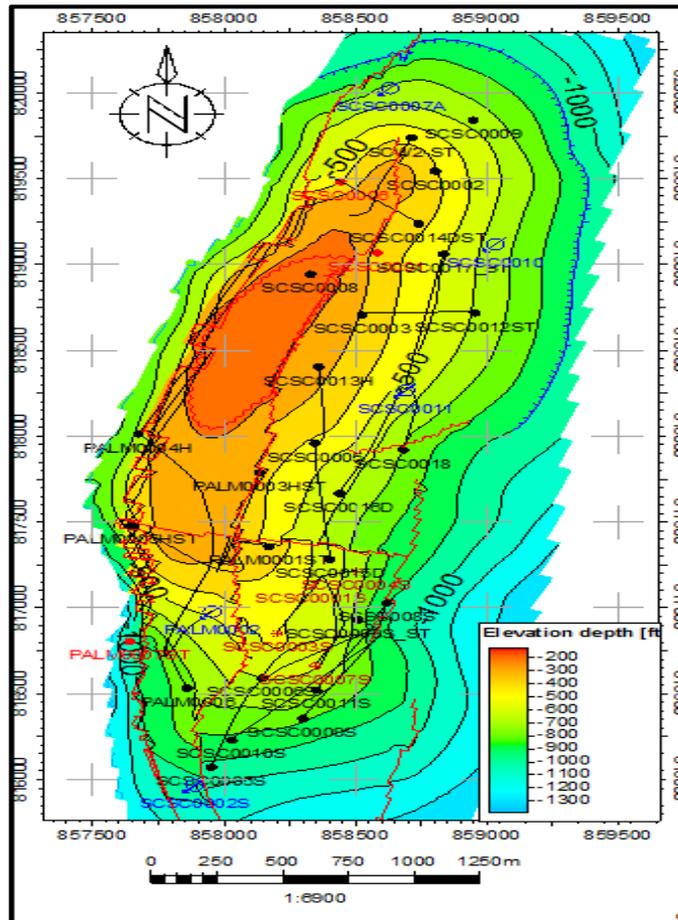
La batería Santa Clara actualmente recibe la producción de 22 pozos del campo Santa Clara con el fin de separarle el gas, y transferirlo a la estación Cebú. Además, por la cercanía del campo Palermo a la batería, la producción de sus seis pozos llega a la estación Santa Clara; este crudo se maneja por separado con el fin de fiscalizarlo, ya que una vez cuantificado se une a la producción del campo Santa Clara para su despacho.

### 1.1.4 Geología del Campo

La estructura del Área Santa Clara-Palermo corresponde a un anticlinal asimétrico elongado, cuyo eje tiene una dirección principal norte-sur, con cabeceo tanto al norte como al sur. El anticlinal tiene 5.5 Km. de largo y 2.7 Km. de ancho. El cierre máximo es de 800 pies, medido entre los contornos estructurales de -200 pies y -1000 pies.

Hacia el flanco occidental el anticlinal se encuentra limitado por una falla inversa, el flanco oriental posee cierre propio. La estructura del campo muestra que el buzamiento máximo de su flanco oeste es 10° menor que al este, en donde se muestran buzamientos hasta de 80°, vistos en la perforación del pozo Palermo -7, en la Figura 3 se presenta el mapa estructural en profundidad al tope de la unidad Caballos Superior.

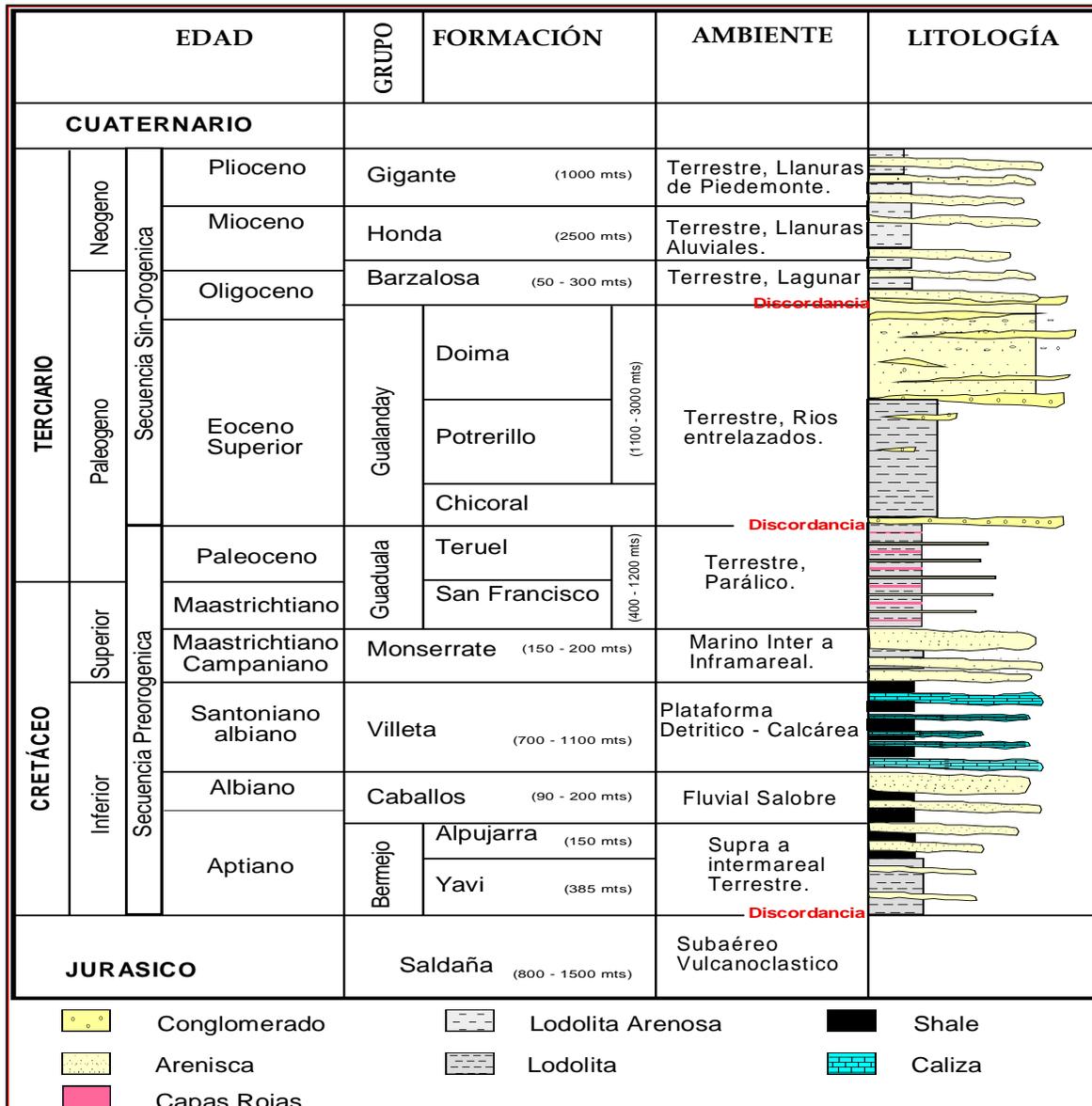
**Figura 3.** Mapa estructural al tope de la unidad Caballos Superior



**Fuente:** ECOPEPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Programa de monitoreo para el piloto de recobro mejorado por inyección de agua Campo Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 9 p.

La descripción y evolución estratigráfica de la sub-cuenca de Neiva o Valle Superior del Magdalena se presenta a continuación y la columna estratigráfica correspondiente en la **Figura 4**.

**Figura 4.** Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Superior del Magdalena



**Fuente:** ECOPEL S.A, DEPARTAMENTO DE PORTAFOLIO DE YACIMIENTOS (PYA). Plan de desarrollo integrado (pdi) Área Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 27 p.

Las rocas pre-Cretáceas expuestas en cercanías de la sub-cuenca de Neiva corresponden a rocas cristalinas localmente sobre yacidas por una sucesión de capas rojas volcánicas y vulcano-clásticas de edad Triásico - Jurásico de la formación Saldaña.

La sucesión sedimentaria del pre-Mioceno forma una cuña de sedimentos principalmente clásticos de edad Cretáceo Inferior a Oligoceno Temprano que se adelgaza hacia el norte y hacia el este de la sub-cuenca de Neiva. El espesor de esta cuña sedimentaria varía de 6000 metros en el extremo occidental de la sub-cuenca a 2500 metros en el área cercana al Macizo de Garzón. La sucesión está compuesta por dos paquetes de sedimentos: una secuencia de ambiente marino a no marino que abarca desde el Albiano Aptiano hasta el Paleoceno y una secuencia molásica sin - orogénica cuya edad varía del Eoceno Tardío al Oligoceno Temprano.

La secuencia pre-orogénica constituye un megaciclo transgresivo - regresivo, que comienza con una unidad basal inter-estratificada con arenas, shales y lodolitas de las formaciones Yavi / Alpujarra. Sobreyaciendo estas se encuentra una secuencia arenosa y a veces conglomerática de la formación Caballos; en la parte central y hacia el norte de la sub cuenca esta formación presenta hacia su parte media un intervalo lodoso de considerable espesor; las areniscas inferiores de la formación se depositaron en un ambiente continental, las lodolitas de la parte media se interpretan como de ambiente restringido y las areniscas de la parte superior corresponden a depósitos estuarinos o de bahías. Las arenas de la formación Caballos pasan transicionalmente a las espesas lodolitas y calizas marinas transgresivas de la formación Villeta; las lodolitas son muy ricas en materia orgánica y presentan intercalaciones de chert y fosforita indicando una depositación en una cuenca restringida sujeta a periodos de upwelling.

Durante el Campaniano ocurrió un evento regresivo en el noroeste de Sur América; durante este evento, en la sub-cuenca de Neiva se depositaron intervalos de areniscas cuarzosas de la formación Monserrate en un ambiente de plataforma marina somera. Las areniscas del Monserrate pasan hacia arriba a capas rojas del grupo Guaduala depositadas en un ambiente parálico a no-marino; esta unidad del Maestrichtiano - Paleoceno marca el final de la secuencia pre-Orogénica.

Una discordancia que abarca del Paleoceno Tardío al Eoceno Temprano separa las secuencias pre y sin-orogénica, a excepción del extremo oeste donde clásticos fluviales gruesos del grupo Gualanday reposan sobre las capas rojas del grupo Guaduala. La secuencia sin-orogénica contiene conglomerados masivos, areniscas con estratificación cruzada y capas rojas de edad Eoceno a Oligoceno Temprano. El grupo Gualanday es más espeso al oeste bajo la falla de Chusma (3000 metros) y se adelgaza rápidamente o no se presenta ocasionalmente hacia el Macizo de Garzón donde se estiman unos 1100 metros. Esta secuencia sin -

orogénica se depositó en un ambiente complejo de abanicos aluviales, ríos entrelazados y llanuras de inundación.

Un espeso intervalo de sedimentos molásicos continentales fue depositado en la sub-cuenca de Neiva después de la fase principal de deformación del sistema de fallas de Chusma. Estos sedimentos Neógenos se agrupan en tres unidades: la formación Barzalosa del Mioceno más temprano u Oligoceno más tardío, constituida por 50 a 300 metros de lodolitas rojas depositadas en una llanura de inundación.

La formación Honda del Mioceno Medio a Tardío es una secuencia clástica gruesa de hasta 2500 metros que contiene conglomerados arcósicos, areniscas y vulcanoclásticos depositados en abanicos aluviales y ríos de corrientes entrelazadas y la formación Gigante del Plioceno llenó la artesa más joven de la sub-cuenca de Neiva con hasta 1000 metros de sedimentos molásicos. Abanicos aluviales del Cuaternario cubren los sedimentos Neógenos más viejos a lo largo de los dos flancos de la sub-cuenca de Neiva; sin embargo, deformaciones recientes y la erosión del río Magdalena se combinan para exponer porciones de la secuencia del Neógeno más antiguo.

De acuerdo al estudio “Evaluación Integrada del Yacimiento del campo Santa Clara – VSM”, elaborado por ICP en 1999, la arquitectura estratigráfica de la formación Caballos en el campo Santa Clara muestra una relativa buena continuidad de las areniscas que aportan a la producción. Estos intervalos están inter-estratificados con rocas que actúan como barreras o retardantes al flujo de fluidos. La inter-estratificación de rocas con propiedades petrofísicas marcadamente diferentes hace que el flujo de fluidos sea tortuoso; sin embargo, no hay mayor compartimentalización de intervalos productores por complejidad estratigráfica. La interpretación sedimentológica y ambiental indica que el intervalo basal de la formación Caballos corresponde a depósitos de areniscas de canales fluviales inter-estratificados con depósitos de areniscas y lodolitas de llanura aluvial. Este ambiente pasa a un ambiente transicional de bahías o estuarios en los cuales se depositan esencialmente lodolitas grises y algunos intervalos de calizas con conchas; sin embargo, hacia la parte superior del intervalo lodoso se encuentran depósitos de areniscas de canales distributarios o estuarinos de poca continuidad lateral. Hacia el tope la formación Caballos vuelve a ser predominantemente arenosa y se identifican depósitos de areniscas de canales estuarinos y rellenos de estuarios o bahías, estos están inter-estratificados con delgados intervalos de lodolitas de bahías o estuarios.

### 1.1.5 Información Petrofísica

De acuerdo al estudio realizado por ECOPETROL S.A, en el cual se compararon datos tomados de Núcleos de los pozos SC-2 y Pal-2 con datos tomados en registros, se consideran 3 tipos de roca: sand, fine sand y tight sand. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Resumen de las propiedades petrofísicas del Campo Santa Clara

PROPIEDAD	UKB			LKB		
	Min	Prom	Max	Min	Prom	Max
Porosidad (%)	9	15	17	10	11	15
Permeabilidad (mD)	100	150	500	5	15	30
Saturación inicial de agua SW (%)	15			22		
Espesor total (prom pies TVD)	400					
Espesor neto petrolífero (prom pies TVD)	140					
Salinidad del agua de formación (ppm CL-)	1850					
GOC (prom pies TVD)	190					
WOC (prom pies TVD)	1045					

**Fuente:** ECOPETROL S.A, DEPARTAMENTO DE PORTAFOLIO DE YACIMIENTOS (PYA). Plan de desarrollo integrado (pdi) Área Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 33 p.

En cuanto a los contactos gas-aceite (GOC) y agua-aceite (WOC), para el campo Santa Clara se estableció un OUT (Oil Up To), con base en la información obtenida de la evaluación petrofísica, pruebas de producción y corroborado con las presiones de la prueba RFT para el pozo SC-8 en -190 ft TVDSS. En la parte sur de los campos Santa Clara y Palermo, se perforó el pozo SC-2S en el cual se probó agua a -1,234 ft (WUT ó Water Up To). El ODT (Oil Down To) fue establecido en el pozo SC-7, mediante prueba de producción a -1,012 ft TVDSS, y con base en la evaluación petrofísica y prueba de producción se determinó el WUT a -1,045 ft TVDSS.

De acuerdo a lo anterior se definió el contacto gas-aceite en -190 ft TVDSS y el contacto agua-aceite se determinó haciendo sensibilidad en el ajuste histórico, moviéndolo entre los valores de ODT y WUT encontrados, llegando a un mejor ajuste con un WOC a -1088 ft TVDSS.

### 1.1.6 Cálculos volumétricos de reservas de aceite

ECOPETROL S.A. estableció para el Área Santa Clara 121,16 MBLS de OOIP, de los cuales 94 MBLS pertenecen al campo Santa Clara y los restantes al campo

Palermo, distribuido como se muestra en las siguientes tablas: Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4.

**Tabla 2.** Petróleo original "in-situ" del bloque en el Área Santa Clara

ZONAS	OOIP (MBIs)	UNIDAD	OOIP (MBIs)	BLOQUE	OOIP (MBIs)
UKB1	1,69	UKB	70,76	TOTAL	121,16
UKB2	26,89				
UKB3	20,83				
MKB	14,76				
MKB1	2,77				
MKB2	3,82				
LKB	15,57	LKB	50,4		
LKB2	26,4				
LKB3	8,43				

**Tabla 3.** Petróleo original "in-situ" del Campo Santa Clara

ZONAS	OOIP (MBIs)	UNIDAD	OOIP (MBIs)	BLOQUE	OOIP (MBIs)
UKB1	1,19	UKB	55,03	STA CLARA	93,92
UKB2	21,24				
UKB3	16,37				
MKB	10,92				
MKB1	2,45				
MKB2	2,85				
LKB	11,95	LKB	38,9		
LKB2	20,43				
LKB3	6,52				

**Tabla 4.** Petróleo original "in-situ" del Campo Palermo

ZONAS	OOIP (MBIs)	UNIDAD	OOIP (MBIs)	BLOQUE	OOIP (MBIs)
UKB1	0,5	UKB	15,75	PALERMO	27,24
UKB2	5,65				
UKB3	4,46				
MKB	3,83				
MKB1	0,32				
MKB2	0,98				
LKB	3,62	LKB	11,5		
LKB2	5,97				
LKB3	1,91				

### 1.1.7 Características de los fluidos del Campo Santa Clara

El Área Santa Clara cuenta con análisis de laboratorio correspondientes a los pozos SC-2, SC-3, SC-7, SC-9, SC-10 y PAL-2; los resultados se presentan en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Características de los fluidos del Área Santa Clara

Componente	Unidad	Santa Clara 2	Santa Clara 3	Santa Clara 7	Santa Clara 9	Santa Clara 10
Densidad a 15 °C - ASTM D 5002	g/ml	0,9523	0,9509	0,9657	0,9559	0,9718
Gravedad API	°API	17	17,2	14,9	16,4	14
Insolubles en n-C7	% peso	7,26	6,78	6,05	8,32	5,78
Punto de fluidez	°C	-24	-24	-18	-21	-18
Agua y sedimentos	%Volumen	3	13	26	5	36
Viscosidad a 50 °C	mm <sup>2</sup> /s	221,28	191,02	527,29	322,71	780,28
Azufre Horiba-ASTM D 4294	% peso	1,369	1,265	1,08	1,398	0,945
Cenizas del carbón B.C.D	% peso	0,07	0,08	0,09	0,08	0,21
Sal en crudo	lbm/1000 Bls	3,42	105,03	50,803	10,747	69,562
% Ceras	% peso	2,59	2,35	2,72	2,17	2,19
Agua por Karl Fisher	% peso	2,43	5,98	21,08	3,13	28,71

**Fuente:** ECOPETROL S.A, DEPARTAMENTO DE PORTAFOLIO DE YACIMIENTOS (PYA). Plan de desarrollo integrado (pdi) Área Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 39 p.

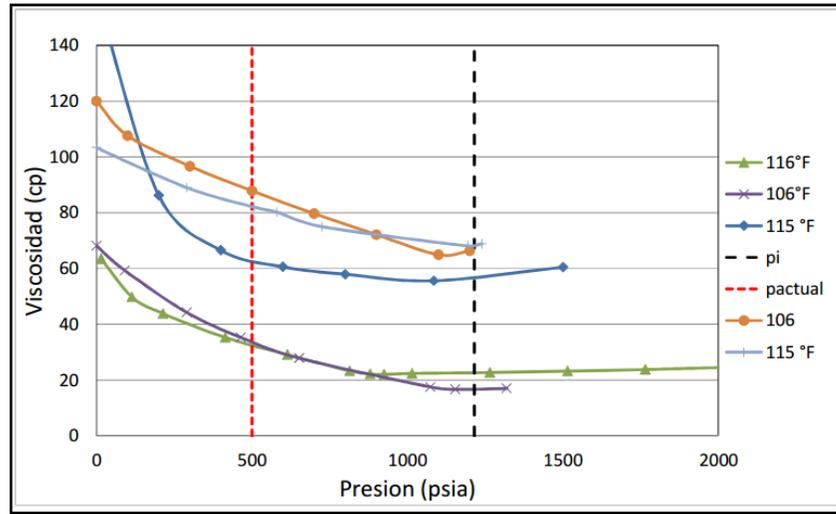
Las mediciones de viscosidad a muestras de crudo muerto en diferentes pozos muestran rangos de 100 a 300 cP, por ello la clasificación del crudo se tomará de acuerdo a su grado API<sup>2</sup>, que según la Tabla 6, el crudo del campo Santa Clara se encuentra en el rango de los crudos pesados. La Figura 5 presenta las curvas de viscosidad en fondo contra presión de los PVT tomados en los pozos SC-3, SC-11 y SC-13H; de acuerdo a esto, a la presión actual deberían tenerse valores de viscosidad en fondo entre 30 y 90 cP.

**Tabla 6.** Clasificación de los Hidrocarburos de acuerdo al Instituto Americano del Petróleo según su Gravedad API

Tipo de Hidrocarburo	°API
Extrapesado	≤ 9.9
Pesado	10 - 21.9
Mediano	22 - 29.9
Liviano	30 - 39.9
Condensado	≥ 40

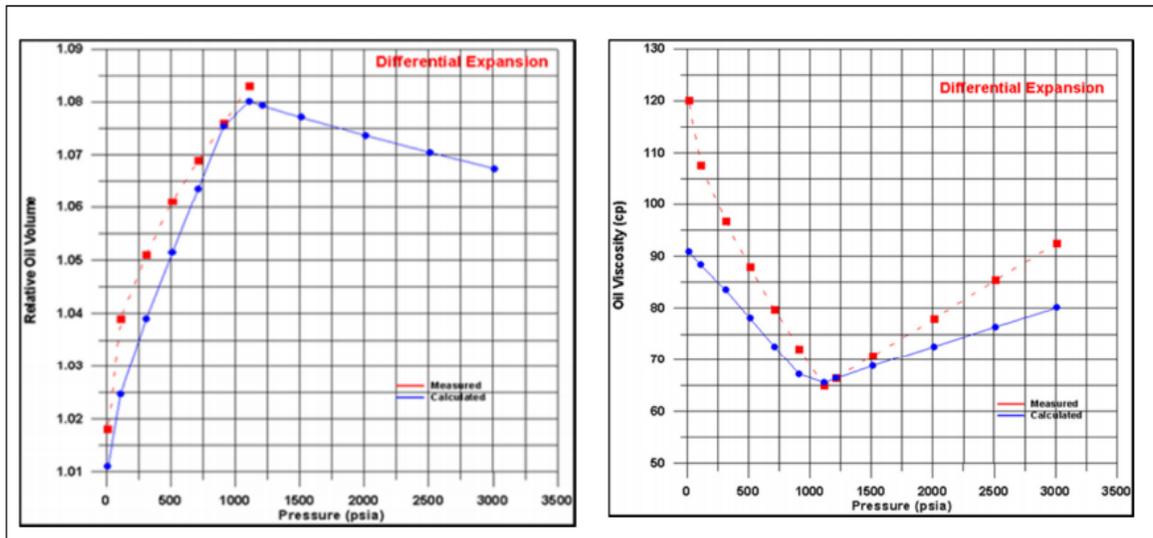
<sup>2</sup> DURAN, José y RUIZ, Juan: explotación de campos maduros, aplicaciones de campo, México D.F, 2009. trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería.

**Figura 5.** Viscosidad del aceite según los análisis PVT



Adicionalmente, del análisis PVT realizado sobre muestras de la formación Caballos Superior (SC – 3), se estimó una presión de punto de burbuja de 1100 psi a temperatura de yacimiento (116° F) y un Rs de 164 SCF/STB. La Figura 6 muestra el comportamiento con la caída de presión del factor volumétrico y la viscosidad del petróleo para el campo Santa Clara.

**Figura 6.** Comportamiento de FVF y  $\mu$  versus presión del crudo del campo Santa Clara



**Fuente:** ECOPETROL S.A, DEPARTAMENTO DE PORTAFOLIO DE YACIMIENTOS (PYA). Plan de desarrollo integrado (pdi) Área Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 39 p.

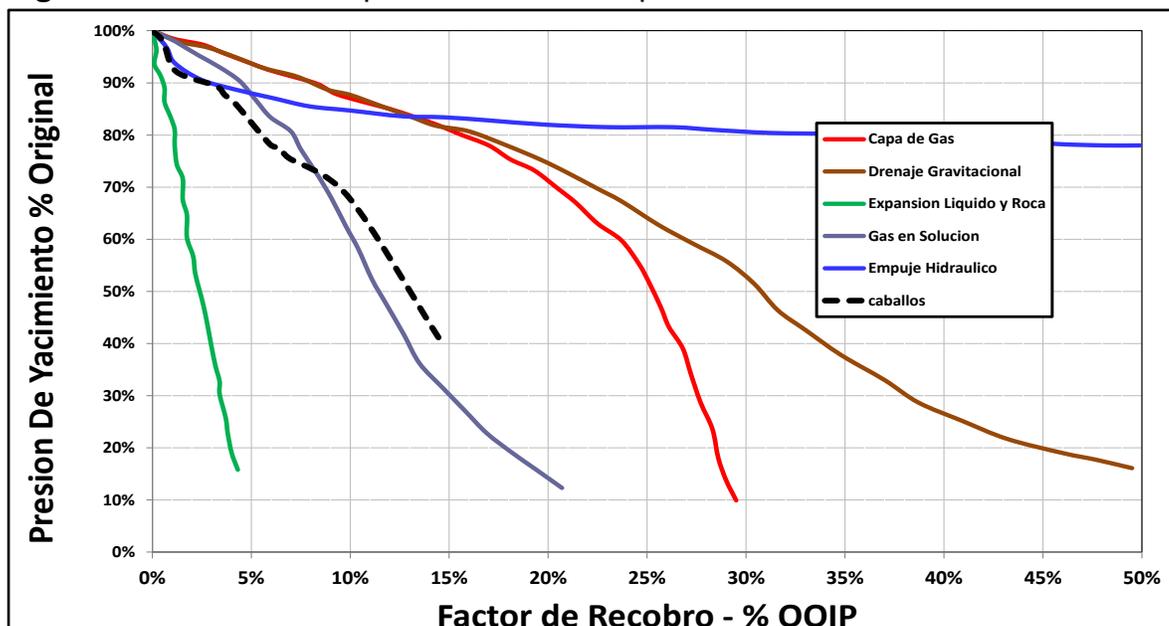
De acuerdo a los análisis PVT (figura), el crudo producido en los campos es de tipo *black oil* inicialmente subsaturado cuya presión ha caído por debajo del punto de burbuja a las condiciones actuales de yacimiento con una viscosidad moderada.

### 1.1.8 Mecanismo de producción y factor de recobro

Inicialmente se consideró que el mecanismo de producción para el campo era el gas en solución, sin embargo, el comportamiento de la presión sugiere soporte adicional proveniente posiblemente de acuífero. Por tal razón el ajuste histórico del comportamiento de producción y presión del campo ha sido posible considerando la acción de un acuífero junto con el gas en solución. En términos generales se considera que el yacimiento produce por empuje de agua y gas en solución hasta antes del inicio de la inyección.

La Figura 7 presenta la curva de Dake<sup>3</sup> para el campo Santa Clara mostrando los mecanismos de producción considerados para el campo.

**Figura 7.** Mecanismo de producción del campo Santa Clara



**Fuente:** ECOPELROL S.A, DEPARTAMENTO DE PORTAFOLIO DE YACIMIENTOS (PYA). Plan de desarrollo integrado (pdi) Área Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 48 p.

<sup>3</sup> DE FERRER, Magdalena: inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo. Astro Dala S.A. 2001. p 5.

Se puede observar que el mecanismo de producción del Campo ha sido gas en solución, por su semejanza a la tendencia de la curva de Dake, además se le puede atribuir producción de aceite gracias a un leve empuje hidráulico que presenta el yacimiento.

## 1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO PALOGRANDE<sup>4</sup>

### 1.2.1 Reseña histórica

El Campo Palogrande comenzó su producción en Octubre de 1971 cuando el pozo PG-02 fue perforado y cañoneado en la Formación Monserrate, produciendo unos 60 bopd en promedio. Sin embargo, este pozo fue cerrado por baja producción. El desarrollo real del campo comenzó efectivamente en 1980, con la perforación del PG-3, pozo estructuralmente más alto, produciendo un crudo de 21° API, con una tasa de 600 Bopd en flujo natural.

En la Tabla 7 se muestran los acontecimientos más importantes del campo que han tenido lugar durante más de 50 años de historia de Palogrande - Cebú.

**Tabla 7.** Principales acontecimientos del Campo Palogrande - Cebú.

AÑO	ACONTECIMIENTO
1964	Se perforó el pozo PG-1, con el objeto de probar la Formación Monserrate en la estructura Palogrande, no alcanzó el objetivo por problemas mecánicos.
1971	Comenzó su producción con la perforación y cañoneo del pozo PG-02 en la Formación Monserrate, produciendo 60 BOPD en promedio. Posteriormente fue cerrado por baja producción.
1980	Desarrollo efectivo del campo, con la perforación del pozo PG-03, produciendo un crudo de 21°API, con una producción inicial de 700 BOPD en flujo natural.
1982	Se alcanzaron a perforar 25 pozos. En febrero, se alcanza el pico máximo de producción en etapa primaria con 10200 BOPD.
1983	Se perforaron pozos adicionales y se intentó implementar el levantamiento artificial por "gas lift". No tuvo éxito debido al rápido descenso de la presión ocasionado por un deficiente mecanismo de empuje del yacimiento (gas en solución), lo cual incrementó el GOR desde 100 hasta 4000 PC/BN.
1984	En Agosto, es sometido a la inyección de agua periférica, mediante la conversión de algunos pozos y la perforación de otros.

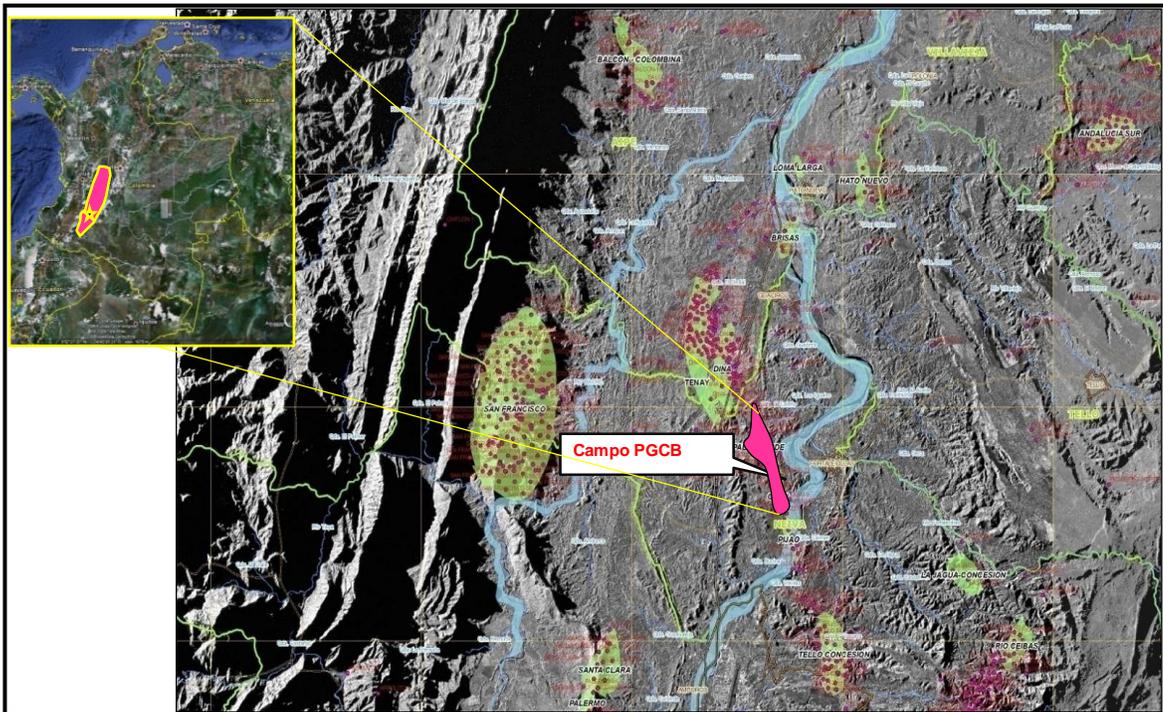
<sup>4</sup> ECOPEPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. plan de monitoreo, seguimiento y control para el piloto de inyección de polímero campo Palogrande. Bogotá D.C.: 2014.

1986	Se perforaron seis pozos inyectores más.
1987	En diciembre se logró el pico máximo de producción secundaria con 11856 BOPD y un BSW del 41%.
1993	La inyección de agua generó un incremento en el corte de agua desde 13% hasta 80%, así mismo el GOR se estabilizó en valores entre 110 y 150 PC/BN.
2015	En mayo se inicia piloto de inyección de polímeros en el pozo Palogrande 34

### 1.2.2 Localización

El Campo PGCB se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), Departamento del Huila, en un sector al Noreste de la Subcuenca de Neiva. Limita al noroeste con el campo Dina Cretáceos (DK) y al sureste con el campo Pijao (PJ). El área se encuentra ubicada al norte de la población de Neiva (ver Figura 8).

**Figura 8.** Mapa de Localización Campo Palogrande



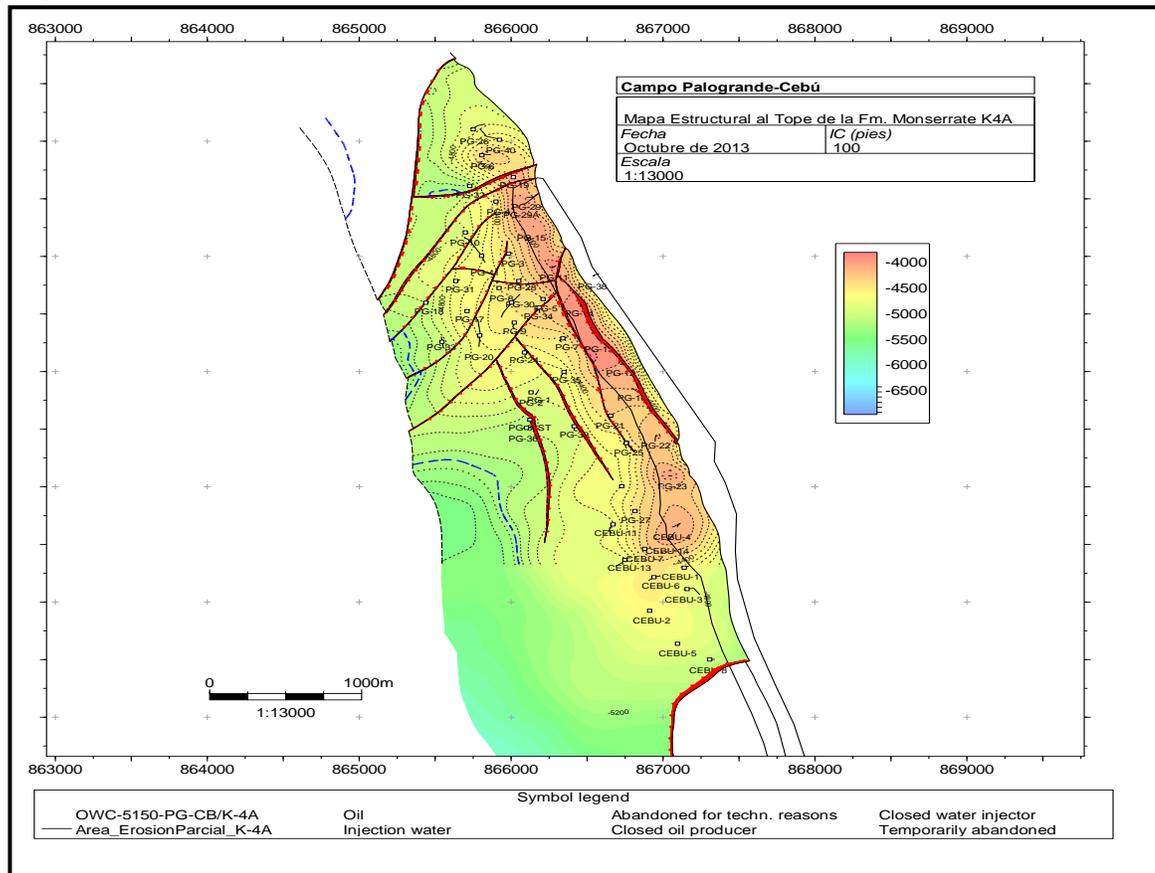
**Fuente:** ECOPEPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Plan de monitoreo, seguimiento y control para el piloto de inyección de polímero campo Palogrande. Bogotá D.C.: 2014 4 p

### 1.2.3 Geología del campo

Los pozos de los Campos Palogrande-Cebú atraviesan una columna sedimentaria de 6300 pies de espesor (aprox.) que va desde la Formación Honda de edad Mioceno, hasta la Formación Monserrate del Mastrichtiano/Campaniano, Cretácico Superior. En la Figura 9 se observa el Mapa Estructural Campo Palogrande-Cebú al tope de la formación Monserrate, la secuencia estratigráfica de la cuenca se observa en la Figura 4.

En la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) se ha perforado el basamento, correspondiente a un complejo de rocas ígneas, metamórficas y volcano-sedimentarias que abarcan edades desde el Precámbrico al Jurásico correspondientes a la Formación Saldaña. En contacto discordante sobre el basamento se encuentra una sección sedimentaria que abarca desde el Cretácico Medio (Aptiano) hasta el Plioceno.

**Figura 9.** Mapa estructural al tope de la Formación Monserrate

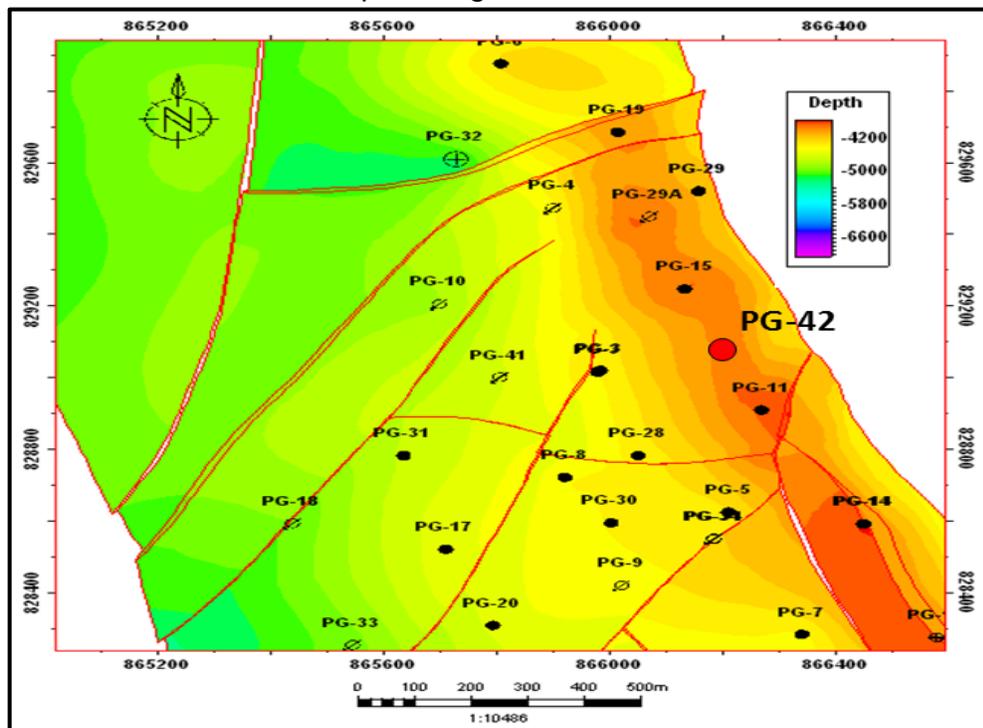


**Fuente:** ECOPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Plan de monitoreo, seguimiento y control para el piloto de inyección de polímero campo Palogrande. Bogotá D.C.: 2014 5 p.

La Formación Monserrate es la unidad almacenadora en los Campos Palogrande y Cebú y en algunos de los Campos del Valle Superior del Magdalena: Dina Cretáceos, Pijao, etc. En los Campos Palogrande-Cebú, esta Formación se ha dividido en 8 unidades operacionales denominadas (de tope a base), K-4A, K-4B1, K-4B2, K-4B3, K-4B3sh, K-4C, K-4Cpor y K-4C\_basepor. Las unidades K-4B1, K-4B2 y K-4B-3 son las más importantes desde el punto de producción por contener los mejores espesores de arenas más limpias. En el área cercana a la Falla Tenay, la parte más alta de la estructura, la Formación Monserrate está parcialmente erosionada, la unidad K-4A está parcialmente erosionada en 11 pozos y totalmente erosionada en dos pozos, pero en la mayor parte del yacimiento la Formación Monserrate se preserva completa.

La estructura de los Campos Palogrande-Cebú es un anticlinal alargado en dirección NW-SE, limitado al Este por la Falla regional Tenay. En el área del yacimiento se han interpretado dos sistemas de fallas, una sub-paralela a la Falla Tenay y otro perpendicular al primero. Varios pozos cortan fallas inversas cercanas a la Falla Tenay con saltos que varían entre los 100' y los 200'. El buzamiento de las capas es muy variable, en el flanco Oeste del anticlinal el buzamiento es de 15°-25° aproximadamente, sin embargo este se incrementa notablemente hacia la cresta del anticlinal (20°-40°) y los máximos valores están en el flanco este, contra la Falla Tenay (35°-60°), en la Figura 10 se observan las zonas de fallas del campo Palogrande.

**Figura 10.** Zonas Falladas campo Palogrande



#### 1.2.4 Información Petrofísica<sup>5</sup>

La evaluación petrofísica realizada por el área de geología de ECOPETROL S.A. se llevó a cabo con el programa Interactive Petrophysics versión 3.5 usando toda la información disponible, de los cuales se revisaron en total 25 pozos. Los resultados de la evaluación que se muestran en la Tabla 8. Se incluyó el intervalo correspondiente a la Formación Monserrate (K4).

**Tabla 8.** Resumen de las propiedades petrofísicas del Campo Palogrande

PROPIEDAD	UNIDAD		
	K4B1	K4B2	K4B3
Porosidad prom (%)	17	16	17
Permeabilidad prom (mD)	74,12	68,57	93,28
Saturación inicial de agua prom SW (%)	27	26	25
Espesor total (prom pies TVD)	141,54	74,89	42,44
Espesor neto petrolífero (prom pies TVD)	98,17	54,99	26,69
Salinidad del agua de formación (ppm NaCL-)	9800		
GOC (prom pies TVD)	-		
WOC (prom pies TVD)	5150		

**Fuente:** ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos campo Palogrande Cebú Pijao. 2010.

#### 1.2.5 Cálculos volumétricos de las reservas de aceite

El Campo Palogrande-Cebú se encuentra dividido en ocho (8) unidades operativas, tiene una extensión areal de 1140 acres aproximadamente y un aceite en sitio (OOIP) de 221.7 MBBL (millones de barriles).

#### 1.2.6 Características de los fluidos del campo Palogrande.

La revisión de propiedades de fluidos se limitó a comprobar la información disponible en el campo y realizar un control de calidad mínimo a ésta<sup>6</sup>, en la Tabla 9 se nombran las características del aceite del campo.

<sup>5</sup> ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos campo Palogrande Cebú Pijao. 2010

<sup>6</sup> Ibíd., p.104.

**Tabla 9.** Características del aceite en el campo Palogrande

Propiedad	Unidad	Valor
Gravedad API	°API	20.5
Relacion Gas-petroleo(cf/bbl)	Rs	121
Factor Volumetrico(Rb/stb)@2700	Bo	1,094
Viscosidad del petroleo(Cp)	Vo	9,43

Fuente: ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos campo Palogrande Cebú Pijao. 2010.

**Tabla 10.** Características del agua de inyección en el campo Palogrande

Propiedad	Unidad	Valor
pH a temperatura	pH/T°c	6,9@29,7
Conductividad	(ms/cm)	14,4
Alcalinidad	ppm	587,5
Cloruros	ppm	4132
Turbidez	NTU	16
Oxigeno	ND	ND
H2S	ppm	0,6
Hierro	ppm	3
GyA	ppm	9,9
CO2	ppm	<10

Cabe destacar que las características del agua de inyección (Tabla 10) fueron las proporcionadas por ECOPETROL S.A antes de la aplicación del proyecto de inyección de solución polimerica.

### 1.2.7 Mecanismo de producción y factor de recobro

En el campo Palogrande existen dos mecanismos de producción: por expansión de líquido e inyección de agua siendo esta la predominante, la presión de burbujeo se estima en 805 PSla, dando como resultado que en el campo Palogrande la inyección de agua comenzó cuando ya se tenía gas libre en algunas áreas del yacimiento. En cuanto el factor de recobro se utilizaron correlaciones de acuerdo a los mecanismos de producción; una ecuación por cada uno de ellos dando como resultado un factor de recobro estimado de 31%

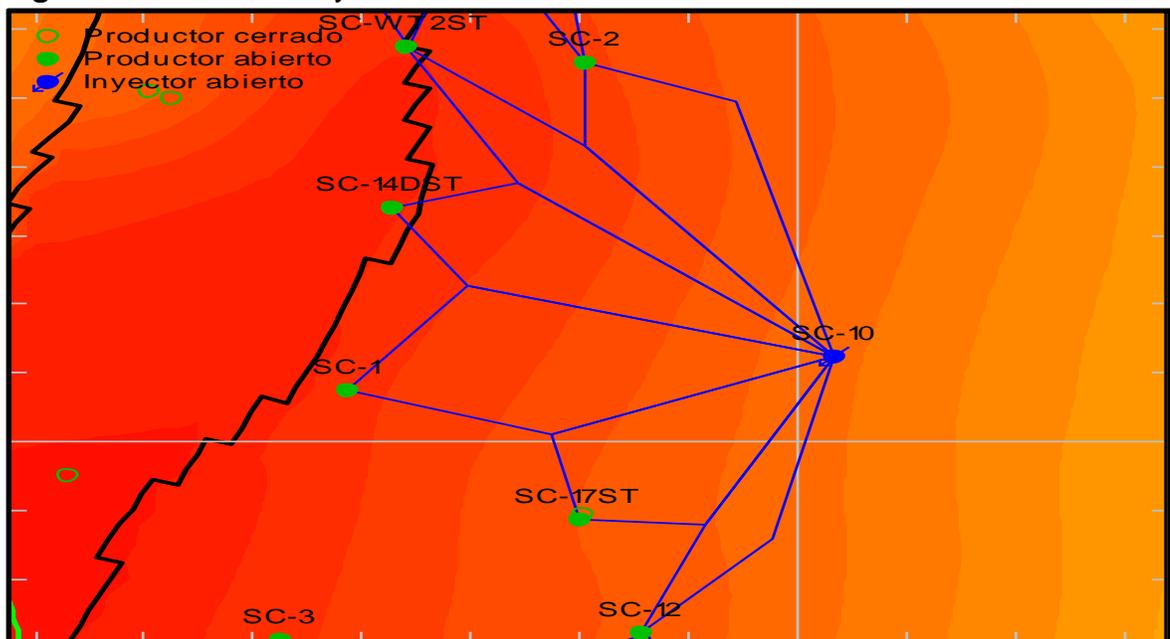
### 1.3 GENERALIDADES DEL PILOTO DE INYECCIÓN CAMPO SANTA CLARA<sup>7</sup>

Se implementó 1 piloto de inyección de agua periférica a través de 2 patrones, mediante la conversión de los pozos productores SC-10 y SC-11. El agua destinada a la inyección es el agua de producción del mismo campo y en la fase de piloto se enfocará exclusivamente a nivel de Caballos Superior.

#### 1.3.1 Patrón de inyección pozo SC-10.

Este patrón de inyección de agua está conformado por los pozos SC-2, SC-WT2ST, SC-14DST, SC-1, SC-17ST, SC-12 y SC-10, el cual fue convertido de productor a inyector y se realizó trabajo de WO en cementación remedial, registros ILT, estimulación orgánica y calidad del cemento, además se habilitó la unidad UKB1 mediante cañoneo. Este patrón cuenta con un área de 256 Acres y un OOIP de 3.1 MMbbl, la Figura 11 muestra la configuración del patrón SC-10.

**Figura 11.** Patrón de inyección SC-10



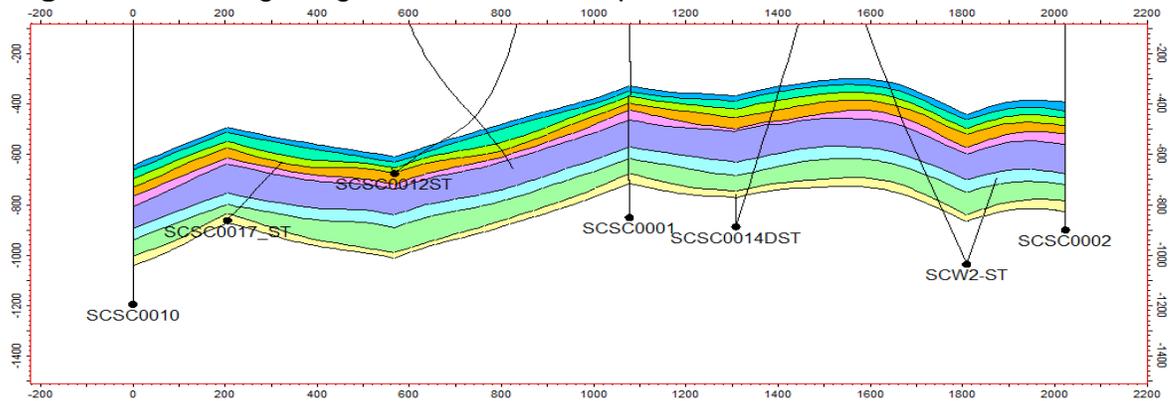
**Fuente:** ECOPEPETROL S.A, DEPARTAMENTO DE PORTAFOLIO DE YACIMIENTOS (PYA). Plan de desarrollo integrado (pdi) Área Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 54 p

<sup>7</sup>ECOPEPETROL S.A, DEPARTAMENTO DE PORTAFOLIO DE YACIMIENTOS (PYA). Op. cit.

### 1.3.1.1 Corte geológico patrón SC-10<sup>8</sup>

En la Figura 12 se observa el corte geológico transversal del patrón de inyección.

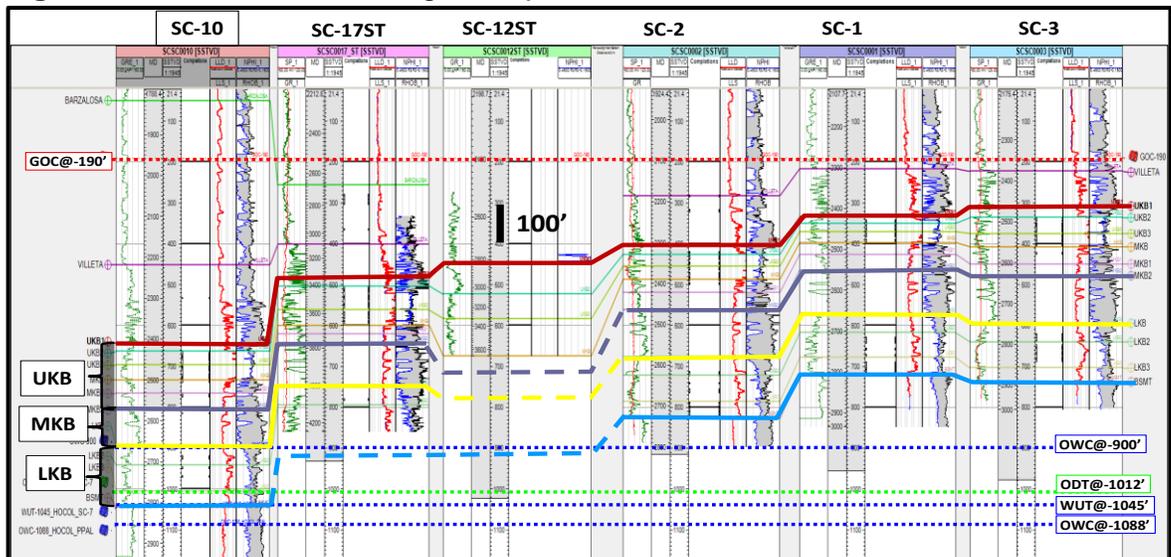
**Figura 12.** Corte geológico transversal del patrón SC-10



### 1.3.1.2 Correlación estratigráfica pozo SC-10

En la Figura 13, se presenta la correlación estratigráfica de los pozos del patrón SC-10, mostrando la continuidad lateral de la unidad Caballos.

**Figura 13.** Correlación estratigráfica patrón SC-10



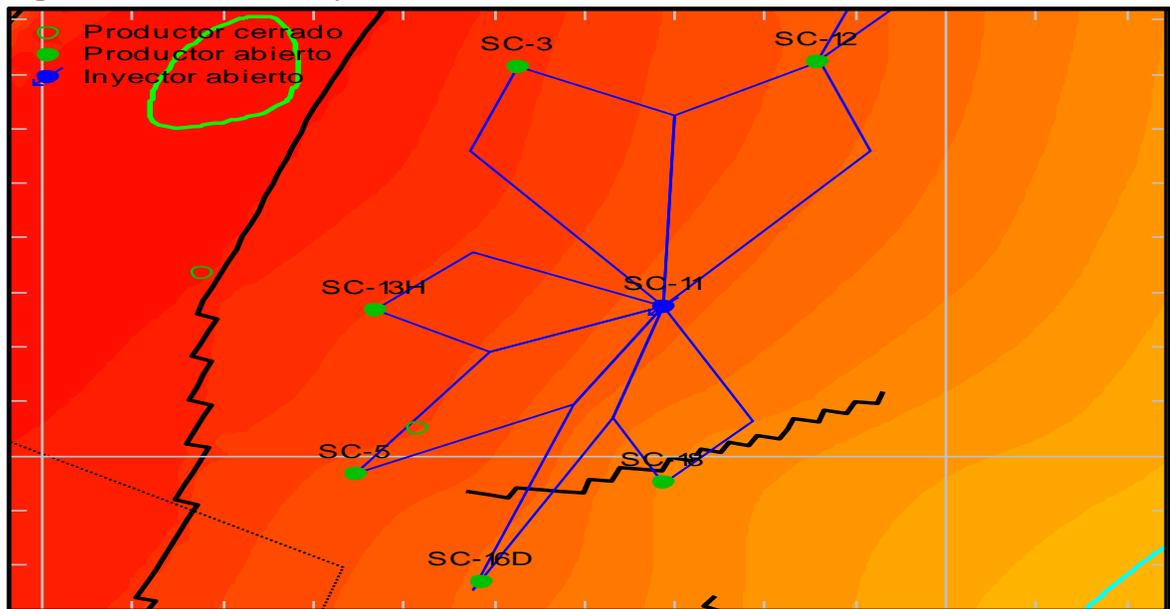
**Fuente:** ECOPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Programa de monitoreo para el piloto de recobro mejorado por inyección de agua Campo Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 16 p

<sup>8</sup> ECOPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS Op. cit., p. 10

### 1.3.2 Patrón de inyección pozo SC-11

Este patrón consta del pozo SC-11 convertido a inyector. Se requirió de trabajos de WO similares a los del patrón SC-10 y se habilitaron las subunidades UKB1, UKB3, MKB, MKB1 mediante cañoneo. Este patrón cuenta con un área de 320 Acres y un OOIP de 4.8 MMbbl. Los pozos productores son: SC-12, SC-3, SC-13H, SC-5, SC-16D, SC-18, en la Figura 14 se muestra el esquema de inyección propuesto para el patrón SC-11.

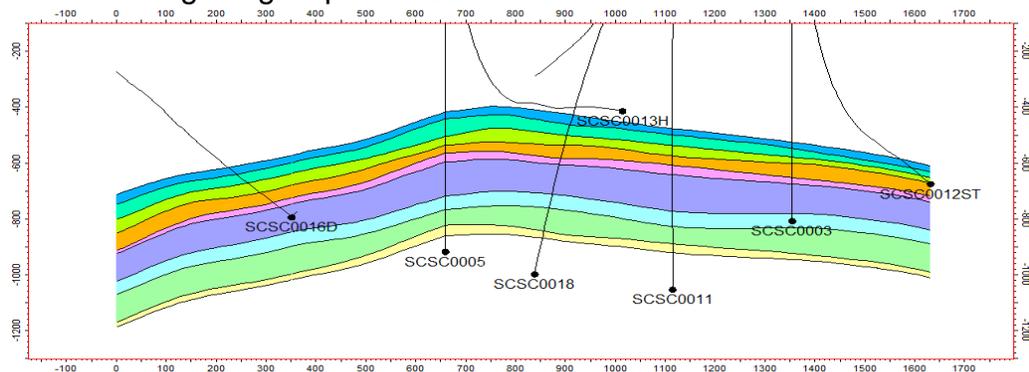
**Figura 14.** Patrón de inyección SC-11



En este patrón se observa que los pozos SC-16D y SC-18 se encuentran al otro lado de una falla, para este caso se asume que esta falla no es sellante.

#### 1.3.2.1 Corte geológico transversal patrón SC-11

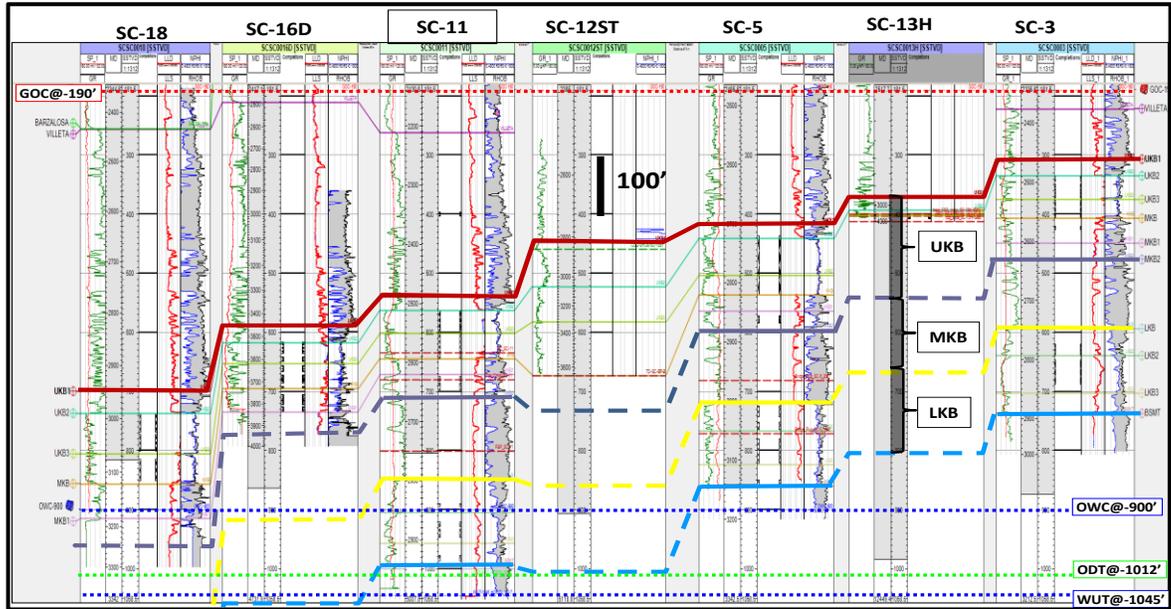
**Figura 15.** Corte geológico patrón SC-11



### 1.3.2.2 Correlación estratigráfica pozo SC-11

En la Figura 16, se presenta la correlación estratigráfica de los pozos del patrón SC-11, mostrando la continuidad lateral de la unidad Caballos.

**Figura 16.** Correlación estratigráfica patrón SC-11



**Fuente:** ECOPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Programa de monitoreo para el piloto de recobro mejorado por inyección de agua Campo Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 17 p

Se observa además, que los pozos SC-16D y SC-18 se encuentran down dip del pozo inyector SC-11, sin embargo en el flanco oriental del campo no se encuentran buzamientos superiores a los 10° y los espesores netos de la unidad Caballos Superior no superan los 100 ft.

## 1.4 GENERALIDADES DEL PILOTO DE INYECCIÓN CAMPO PALOGRANDE<sup>9</sup>

La utilización de agua mejorada, tiene por objeto mejorar la razón de movilidad (M), entre el agua inyectada y el hidrocarburo a barrer, para mejorar su eficiencia de barrido vertical y areal, su uso más común es realizando modificaciones a procesos de inyección de agua que se estén llevando a cabo, aumentando la viscosidad del agua por medio del uso de soluciones poliméricas.<sup>10</sup>

Para este caso, el proyecto de inyección de agua mejorada hace parte de la estrategia de desarrollo del Campo Palogrande, como una optimización de la técnica de recuperación secundaria con agua, para incrementar el factor de recobro, el objetivo es reducir el valor de M de un valor actual de 7.5 hasta llegar a un valor de 1 mediante el incremento de la viscosidad del agua, buscando la generación de un barrido tipo pistón.<sup>11</sup>

### 1.4.1 Patrón de inyección de polímero en PG-34

Para realizar la inyección de agua mejorada, fue escogido el pozo inyector PG-34, el cual según Saavedra, Peralta, & Coob, 2003<sup>12</sup> es uno de los pozos inyectores más influyentes en la producción de petróleo en el campo, pero presenta el mayor frente de avance de agua en los pozos productores.

Este patrón irregular invertido se encuentra ubicado al norte del Campo Palogrande y afecta los pozos productores PG-05, PG-07, PG-08, PG-09, PG-024, PG-028 y PG-030; de manera más distante se encuentran en segunda línea los pozos productores, PG-11 y PG-14. En la Figura 17 se muestra la ubicación del patrón de inyección con sus productores.

---

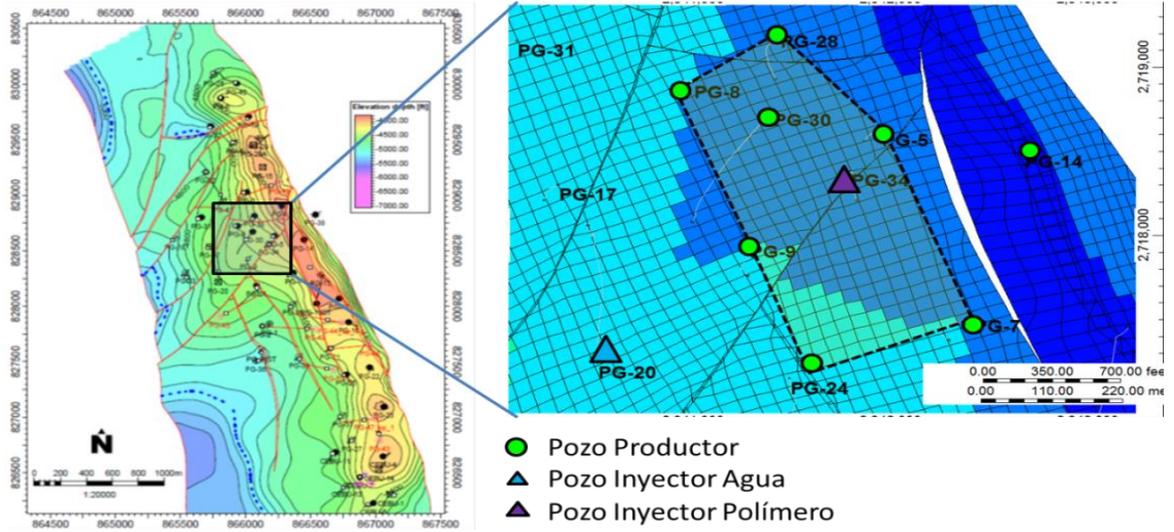
<sup>9</sup> VEGA, Sandra Milena: Plan de monitoreo, seguimiento y control para el piloto de inyección de polímero campo Palogrande. Gerencia de estrategia de desarrollo de yacimientos Ecopetrol S.A. 2014.

<sup>10</sup> JIMENEZ, Ana María: Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos. Bucaramanga. 2009. trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería.

<sup>11</sup> VEGA. Op. cit., p. 9

<sup>12</sup> SAAVEDRA,N.F; PERALTA,R.C y COOB, Willian. Distribution of Injected Water by Using CGM Method: A Case History in Palogrande-Cebu Field, Citado por VEGA, Sandra Milena: Plan de monitoreo, seguimiento y control para el piloto de inyección de polímero campo Palogrande,2014, p.9.

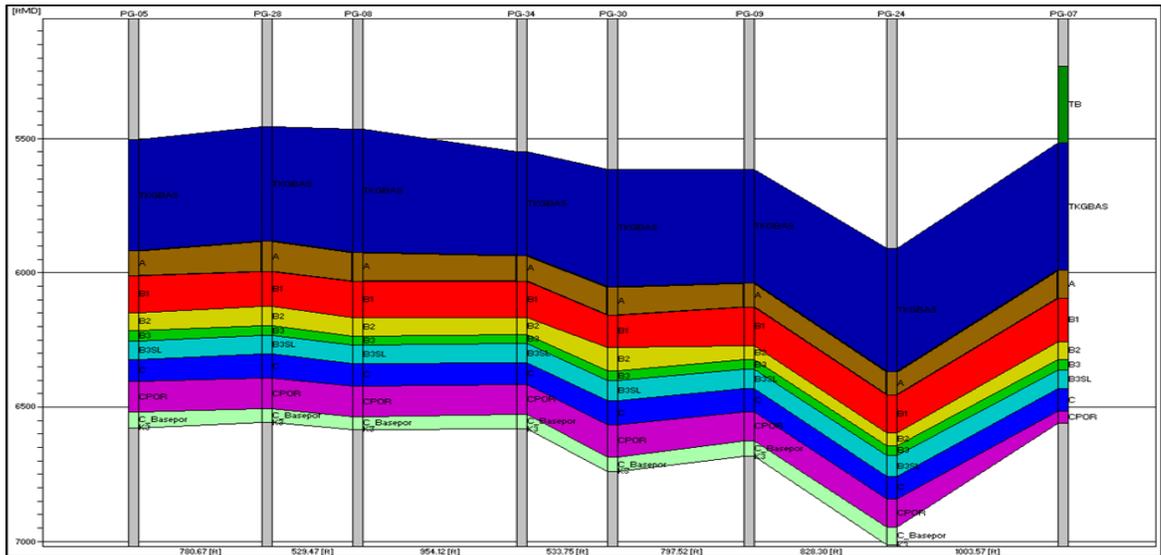
**Figura 17. Patrón de inyección PG-34**



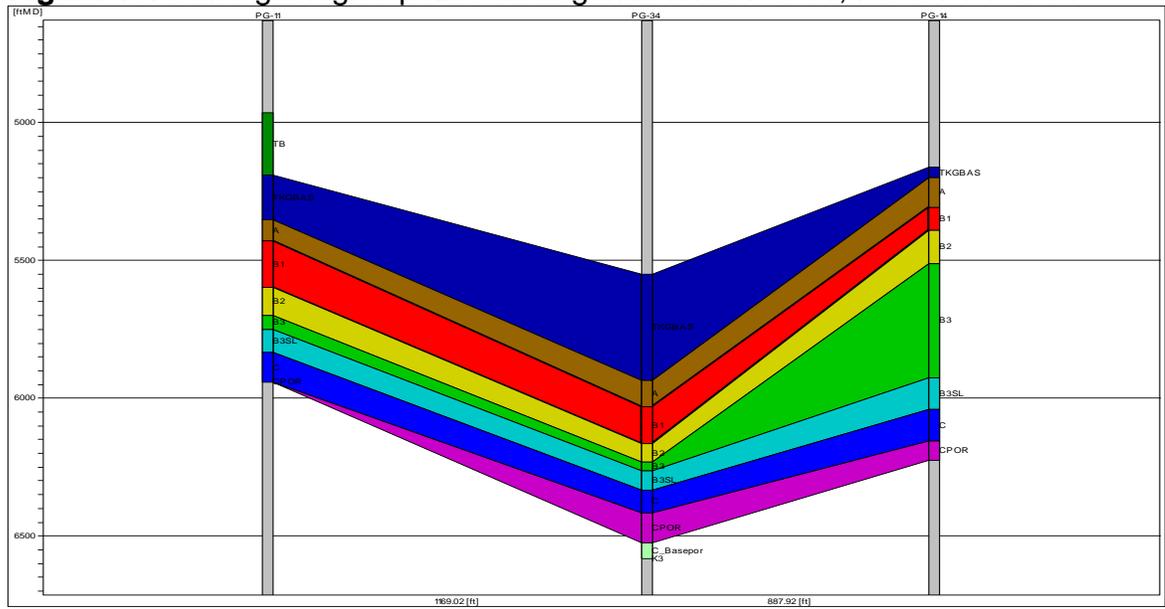
**Fuente:** VEGA, Sandra Milena: Plan de monitoreo, seguimiento y control para el piloto de inyección de polímero campo Palogrande. Gerencia de estrategia de desarrollo de yacimientos Ecopetrol S.A. 2014

1.4.1.1 Corte geológico transversal del patrón PG-34

**Figura 18. Corte geológico pozos de primera línea PG-34, PG-05, PG-08, PG-28, PG-30, PG-07, PG-09 Y PG-24**



**Figura 19.** Corte geológico pozos de segunda línea PG-11, PG-34 Y PG-14



## 2. SEGUIMIENTO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN

Según Maya *et al*<sup>13</sup> Un adecuado monitoreo para un piloto de inyección de agua debe contener los siguientes análisis:

1. Análisis y control de calidad del agua de inyección.
2. Monitoreo y evaluación de las variables fisicoquímicas del agua de inyección
3. Monitoreo de la producción de fluidos.
4. Monitoreo de variables operacionales : Qo, Qw, evaluación de la presencia de polímeros en pozos productores (caso Palogrande)
5. Determinación del incremento de la producción y análisis económico.

En el presente trabajo se tratará de cumplir con los puntos anteriormente mencionados, además de integrar la metodología implementada por ECOPETROL S.A para estos casos.

Para un óptimo seguimiento de un programa de inyección de agua e inyección de polímeros es indispensable disponer de una fuente de la misma de óptima calidad, esta requiere ser monitoreada constantemente y la fuente de agua de retorno se debe asegurar que tenga el tratamiento adecuado.

Un agua de óptima calidad está definida como el agua con una calidad que no sea perjudicial para el mantenimiento de la inyectividad a lo largo de la duración del proyecto. Además de esto como en el caso del piloto Palogrande no debe afectar o degradar el polímero inyectado diluido en el agua, así como otras características que deben ser mínimas como libre de sólidos, bacterias, residuos de grasas y aceites, entre otros; todo esto para evitar al máximo la corrosión, el scale y el taponamiento.

---

<sup>13</sup> Maya, G; Castro, R; Sandoval, J; Pachon, Z; Jimenez, R; Pinto, K; Diaz, V; Zapata, J; and Perdomo L. SPE-169478-MS: Successful Polymer Gels Application in a Highly Channeled Peripheral Injection Well: Tello Field Pilot, 2014. 3 p.

## 2.1 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE INYECCIÓN DE ACUERDO A SUS PARÁMETROS FÍSICOS PARA LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE

Según Blanco y Delgadillo<sup>14</sup> es necesario conocer los elementos que contienen el agua y los tratamientos que existen para tratarlos con el fin de hacer mas efectiva la inyección. El agua ideal para una inyección de agua no debe contar con las siguientes características:

- Presencia de partículas sólidas en suspensión.
- Presencia de sólidos dañinos en solución que puedan generar corrosión o formación de escamas.
- Gases disueltos.
- Bacterias.
- Algunos efectos adversos en la formación, como arcillas hidratables.
- Conductividad para prevenir corrosión galvánica.

Debido a que es muy difícil encontrar este tipo de agua en la naturaleza, como en el caso de Santa Clara y Palogrande, es necesario realizar esfuerzos con tratamientos adecuados para proporcionar un agua con tales especificaciones.

En la Tabla 11 se observan los tratamientos requeridos en el agua tanto de inyección como de producción, teniendo en cuenta que dependiendo de las condiciones propias de cada campo y del agua, los procedimientos varían.

**Tabla 11.** Problemas encontrados en el agua de producción y agua de inyección

PROBLEMA	AGUA DE INYECCIÓN	AGUA DE PRODUCCIÓN
Contenido de sólidos (Disueltos y suspendidos)	X	
Contenido de Aceite		X
Gases Ácidos (O <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S)	X	X
Formación de escamas	X	X
Contenido Bacterial	X	
Corrosión		X

<sup>14</sup> BLANCO, Johanna y DELGADILLO, Claudia: Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero, Bucaramanga, 2006. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería.

En la Tabla 12 se resumen los parámetros físicos a monitorear, los efectos que tienen en la inyección y el instrumento de medición para cada una, mientras que en la Tabla 13 se muestran los topes de los valores recomendados por normas NACE y ASTM, adoptadas en la metodología de ECOPEPETROL S.A<sup>15</sup> para que el agua de inyección tanto del campo Santa Clara como de la inyección de polímeros en el campo Palogrande cumpla con los límites aceptables y sea adecuada en estos casos y encontrar un plan de acción contra deficiencias halladas en el proceso de tratamiento de estas.

**Tabla 12.** Parámetros físicos a monitorear en las aguas de inyección

PARAMETRO	EFFECTO	TECNICAS DE ANALISIS Y MONITOREO
<b>TURBIDEZ</b>	Es un parámetro relacionado con el grado de oscuridad del agua depende de la cantidad de materia insoluble como solidos suspendidos, grasas y aceites o burbujas de gas; que pueden ser resultado de una posible actividad biológica o tan solo la presencia de compuestos indeseables. las medidas de turbidez son útiles en la determinación de la eficiencia de los filtros que mejoran la calidad del agua.	Turbidimétrico
<b>CONDUCTIVIDAD</b>	Es una medida de la concentración de electrolitos, depende de la concentración total de sustancias disueltas ionizadas en el agua y de la temperatura.	Conductivímetro Horiba.
<b>TEMPERATURA</b>	Afecta factores como la gravedad específica, la resistividad específica, la solubilidad de los gases y el PH del agua, un aumento en la temperatura incrementa la tasa de corrosión.	Termómetro
<b>SOLIDOS SUSPENDIDOS</b>	Generalmente corresponden a partículas provenientes de óxidos metálicos producto de la corrosión, hierro oxidado o manganeso, presentes inicialmente en el agua, sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos y otros solidos suspendidos. El estándar de calidad de solidos suspendidos del agua de inyección es aceptada por la referencia NACE TMO 173-05	Análisis químicos, concentración de sólidos. Espectrometría infrarroja.
<b>GRASA Y ACEITES</b>	Pueden causar la reducción de la inyectividad, además actúan como un excelente pegante para solidos como el sulfuro de hierro aumentando el taponamiento y dañando el sistema de filtración.	Separación gravimétrica. Separación infra-roja.

<sup>15</sup> ECOPEPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Op. cit., p. 24.

**Tabla 13.** Valores máximos recomendados para un agua de inyección de buena calidad en la gerencia Huila – Tolima, Ecopetrol S.A.

TIPO ANÁLISIS	PARAMETRO	LIMITE PERMITIDO	NORMA
Análisis físicoquímicos	Hierro disuelto (Fe <sup>++</sup> )	< 1 mg/l	NACE RP 0129-98*
	Hierros totales	< 5 mg/l	
	PH	6.5 - 8.5	NACE**
	Oxígeno (O <sub>2</sub> )	< 1 mg/l	
	CO <sub>2</sub>	< 10 mg/l	
	H <sub>2</sub> S	0 mg/l	
	Turbidez	< 2 NTU	
Bacteriológico	BSR	< 104 ufc/ml	ASTM 4412-02*
Calidad de agua	Sólidos suspendidos	< 5 mg/l	NACE 173-05**
	Pendiente Q vs V	< 0.99 mg/l	
	Grasas y Aceites	< 2 mg/l	NACE***

**Fuente:** ECOPETROL S.A, GERENCIA DE ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS. Programa de monitoreo para el piloto de recobro mejorado por inyección de agua Campo Santa Clara. Bogotá D.C.: 2015 24 p.

**Tabla 14.** Clasificación de la calidad del agua, según referencia NACE173-05

PARAMETRO	Rating					
	1	2	3	4	5	6
SS: Sólidos suspendidos mg/l	0 - 0.4	0.5 - 0.9	1 - 2.4	2.5 - 4.9	5.0 - 9.9	> 10
	Despreciable	Muy baja	Baja	Moderado	Grande	Excesivo

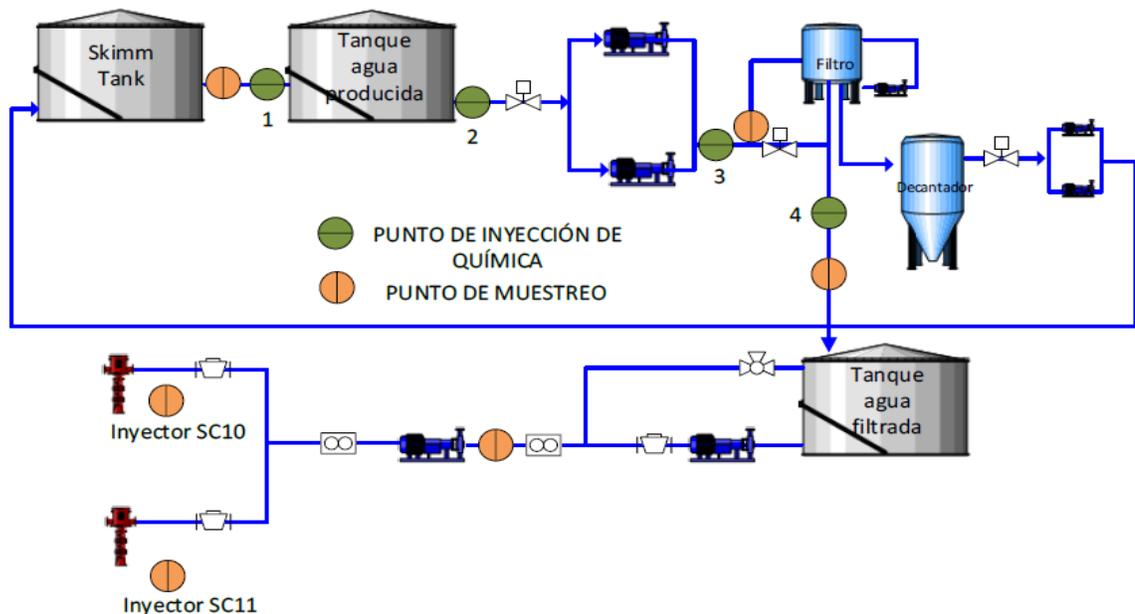
## 2.2 RESULTADOS DEL SEGUIMIENTO DE LA CALIDAD DEL AGUA EN LOS CAMPOS SANTA CLARA Y PALOGRANDE

Para el piloto de inyección del campo Santa Clara 10 y Santa Clara 11, el agua de inyección es el agua de producción de los pozos productores del campo, mientras que para el piloto de inyección del campo Palogrande 34 Los análisis fisicoquímicos realizados diariamente al agua de preparación de las soluciones poliméricas inyectadas en el pozo PG-34, corresponden al agua de inyección proveniente de la PIA-CEBU.

### 2.2.1 Metodología empleada para la supervisión de la calidad del agua para el campo Santa Clara<sup>16</sup>

El seguimiento de la calidad del agua consiste en un monitoreo de los parámetros fisicoquímicos más relevantes del agua con el propósito de establecer su calidad, el estado actual del proceso y poder definir posibles oportunidades de mejora; se escogieron seis puntos de muestreo: Entrada tanque agua producida, Entrada filtros PIA Santa Clara, salida filtros PIA Santa Clara, salida PIA Santa Clara, Pozo inyector SC-10 y pozo inyector SC-11, como se indica en la Figura 20.

**Figura 20.** Puntos de monitoreo SC-10 y SC-11



<sup>16</sup> GESTIÓN DE TECNOLOGÍA DE NEGOCIO, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO(ICP). Evaluación de la calidad del agua de inyección del piloto santa clara. Bucaramanga: 2015.

### 2.2.1.1 Resultados del seguimiento de la calidad del agua en el campo Santa Clara

El seguimiento de la calidad del agua del campo Santa Clara es realizado bimensualmente por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), el cual realizó 3 análisis (Diciembre, Marzo y mayo) de los parámetros físico-químicos del agua de inyección en los diferentes puntos de muestreo mostrados en la Figura 20, en la Tabla 15 y Tabla 16, se muestran los resultados obtenidos de los parámetros de calidad del agua en el campo Santa Clara, los parámetros que no cumplieron con el rango establecido según la norma (Tabla 13) se muestran de color rojo para una mejor visualización de estos.

**Tabla 15a y 15b.** Análisis fisicoquímico (14/Diciembre/2015)

#### 15a.

N°	PARAMETRO-MUESTREO	Ph	T°c	CO <sub>2</sub> mg/l	Fe <sup>++</sup> mg/l	Turbidez NTU	G&A mg/l	BSR
1	Entrada PIA Santa Clara	6,41	36,9	500	50	18,32	28	100000
2	Entrada filtros PIA Santa Clara	6,24	37,2	500	50	15,30	25,9	<10
3	Salida filtros PIA Santa Clara	6,30	35,8	500	35	0,33	16,2	<10
4	Pozo inyector SC-10	6,39	36,6	400	30	9,50	22,3	<10

#### 15b.

N°	PARAMETRO-MUESTREO	RESISTIV	H <sub>2</sub> S mg/l	O <sub>2</sub> DIS ppb	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	CONDUC mS/cm	Solidos susp. Mg/L
1	Entrada PIA Santa Clara	0,38	ND	ND	1342	0,0	26,2	23
2	Entrada filtros PIA Santa Clara	0,40	ND	ND	1281	0,0	25,1	17
3	Salida filtros PIA Santa Clara	0,39	ND	ND	1281	0,0	25,8	1,2
4	Pozo inyector SC-10	0,41	ND	ND	1281	0,0	24,3	1,3

**Tabla 16a y 16b.** Análisis fisicoquímico (02/Marzo/2016)

#### 16a.

N°	PARAMETRO-MUESTREO	Ph	T°c	CO <sub>2</sub> mg/l	Fe <sup>++</sup> mg/l	Turbidez NTU	BSR
1	Entrada PIA Santa Clara	6,24	27,5	>1000	50,0	11,00	4.E+02
2	Entrada filtros PIA Santa Clara	6,17	28,0	>1000	50,0	11,80	1.E+02
3	Salida filtros PIA Santa Clara	6,14	27,9	>1000	50,0	0,34	1.E+02
4	Salida inyección pozo SC-10	6,13	27,5	>1000	50,0	1,62	NR
5	Salida inyección pozo SC-11	6,14	27,4	>1000	50,0	1,60	NR
6	Pozo inyector SC-10 después de filtro patín	6,23	31,5	>1000	50,0	3,42	<10
7	Pozo inyector SC-11 después de filtro patín	6,16	31,5	>1000	50,0	2,94	<10

**16b.**

N°	PARAMETRO-MUESTREO	RESISTIV	H <sub>2</sub> S mg/l	O <sub>2</sub> DIS ppb	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	CONDUC mS/cm	Solidos susp. mg/L
1	Entrada PIA Santa Clara	0,50	ND	ND	1342	0	20,2	6,4
2	Entrada filtros PIA Santa Clara	0,47	ND	ND	1373	0	21,2	9
3	Salida filtros PIA Santa Clara	0,48	ND	ND	1312	0	20,7	1,1
4	Salida inyección pozo SC-10	0,49	ND	ND	1403	0	20,5	-
5	Salida inyección pozo SC-11	0,48	ND	ND	1403	0	21	-
6	Pozo inyector SC-10 después de filtro patín	0,50	ND	ND	1403	0	20,2	1,1
7	Pozo inyector SC-11 después de filtro patín	0,48	ND	ND	1403	0	20,7	3,1

**Tabla 17a y 17b. Análisis fisicoquímico (27/Abril/2016)****17a.**

N°	PARAMETRO-MUESTREO	Ph	T°c	CO <sub>2</sub> mg/l	Fe++ mg/l	Turbidez NTU	BSR	G&A mg/l
1	Entrada PIA Santa Clara	6,18	23,0	400,0	25,0	19,6	2.0E+03	9,6
2	Entrada filtros PIA Santa Clara	6,20	22,8	400,0	25,0	20,3	1.0E+03	8,8
3	Salida filtros PIA Santa Clara	6,22	22,7	400,0	25,0	2,1	9.0E01	4,2
4	Salida inyección pozo SC-10	6,15	22,8	400,0	25,0	1,7	NR	3,0
5	Salida inyección pozo SC-11	6,18	22,9	400,0	25,0	2,1	NR	2,4
6	Pozo inyector SC-10 después de filtro patín	6,17	22,8	400,0	25,0	6,5	1.0E+03	10,4
7	Pozo inyector SC-11 después de filtro patín	6,22	22,6	400,0	25,0	8,3	2.0E+02	9,1

**17b.**

N°	PARAMETRO-MUESTREO	RESISTIV	H <sub>2</sub> S mg/l	O <sub>2</sub> DIS ppb	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	CONDUC mS/cm	Solidos susp mg/L
1	Entrada PIA Santa Clara	0,77	ND	ND	549	0,0	12,93	-
2	Entrada filtros PIA Santa Clara	0,81	ND	ND	610	0,0	12,36	11,8
3	Salida filtros PIA Santa Clara	0,79	ND	ND	610	0,0	12,70	3
4	Salida inyección pozo SC-10	0,78	ND	ND	610	0,0	12,75	-
5	Salida inyección pozo SC-11	0,78	0,2	ND	671	0,0	12,83	-
6	Pozo inyector SC-10 después de filtro patín	0,80	1,0	ND	610	0,0	12,54	2,3
7	Pozo inyector SC-11 después de filtro patín	0,76	ND	ND	549	0,0	13,10	5

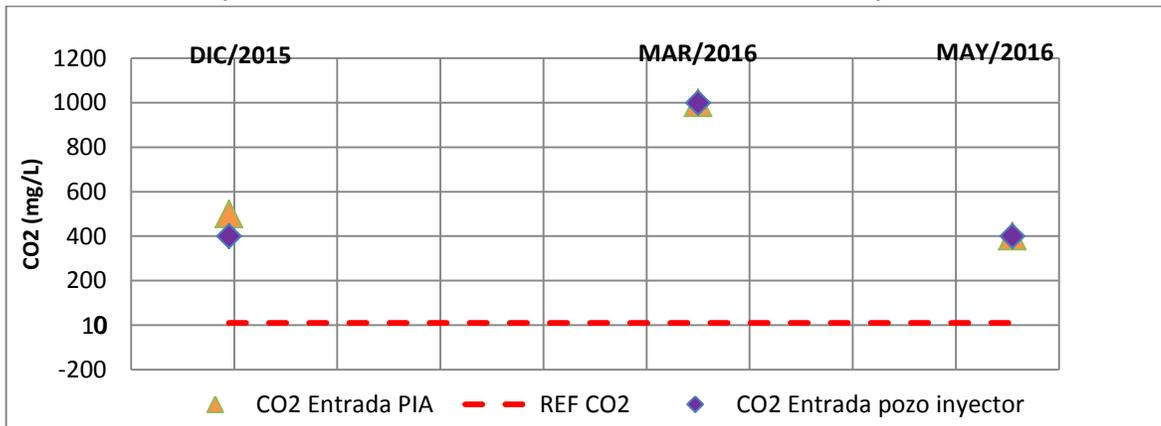
**Fuente:** GESTIÓN DE TECNOLOGÍA DE NEGOCIO, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO(ICP). Evaluación de la calidad del agua de inyección del piloto santa clara. Bucaramanga: 2016.

Para una mejor representación de los datos mostrados previamente, se graficaron los parámetros que tuvieron el comportamiento más alejado del rango permitido por la norma, además de ser considerados como los parámetros que pueden tener un mayor impacto negativo en la inyección, los cuales fueron: hierro, turbidez, CO<sub>2</sub>, Sólidos suspendidos, BSR y grasas y aceites con sus respectivas líneas de referencia.

Cada gráfica contiene la información reportada de cada parámetro, en los cuales se relacionan los 3 meses reportados en el monitoreo realizado por el ICP, comparando los siguientes puntos de muestreo:

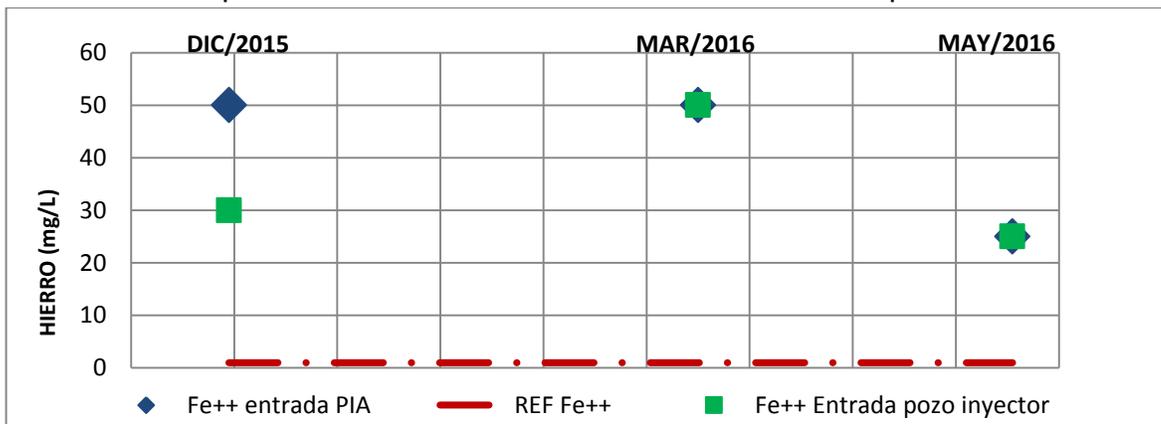
- Entrada a PIA santa clara
- Entrada a pozo inyector

**Gráfica 1.** Comparativo del Parámetro CO<sub>2</sub> en dos diferentes puntos de muestreo



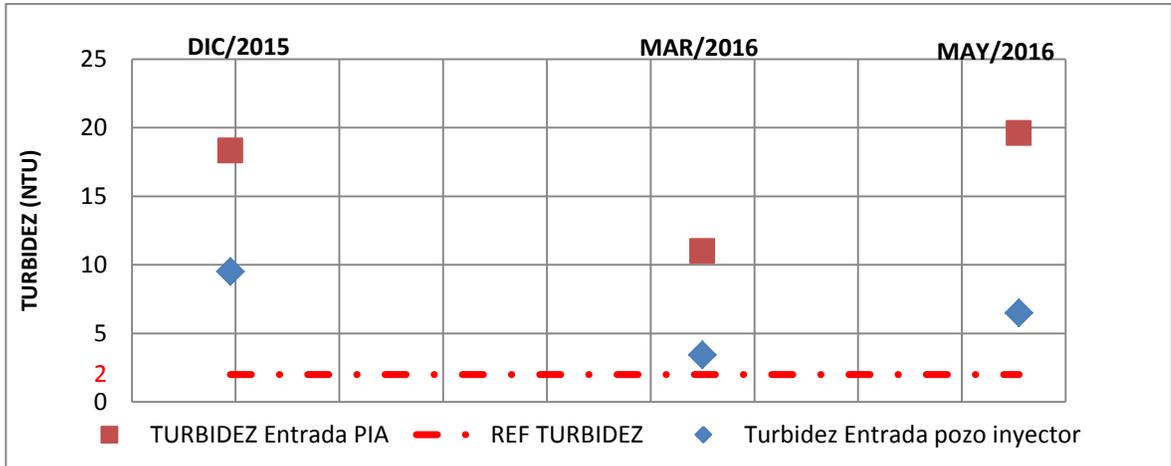
Fuente: Autores

**Gráfica 2.** Comparativo del Parámetro Fe<sup>++</sup> en dos diferentes puntos de muestreo



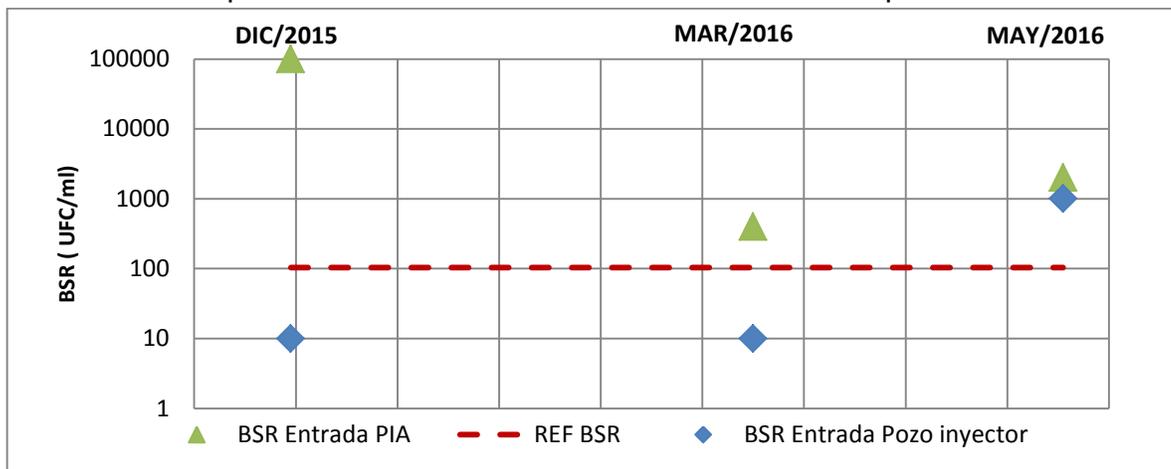
Fuente: Autores

**Gráfica 3.**Comparativo del Parámetro Turbidez en dos diferentes puntos de muestreo



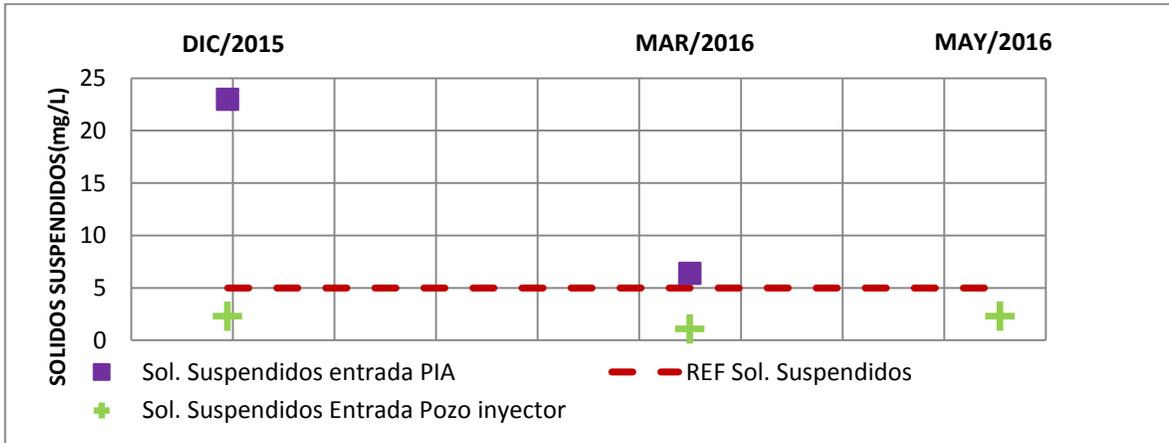
Fuente: Autores

**Gráfica 4.** Comparativo del Parámetro BSR en dos diferentes puntos de muestreo



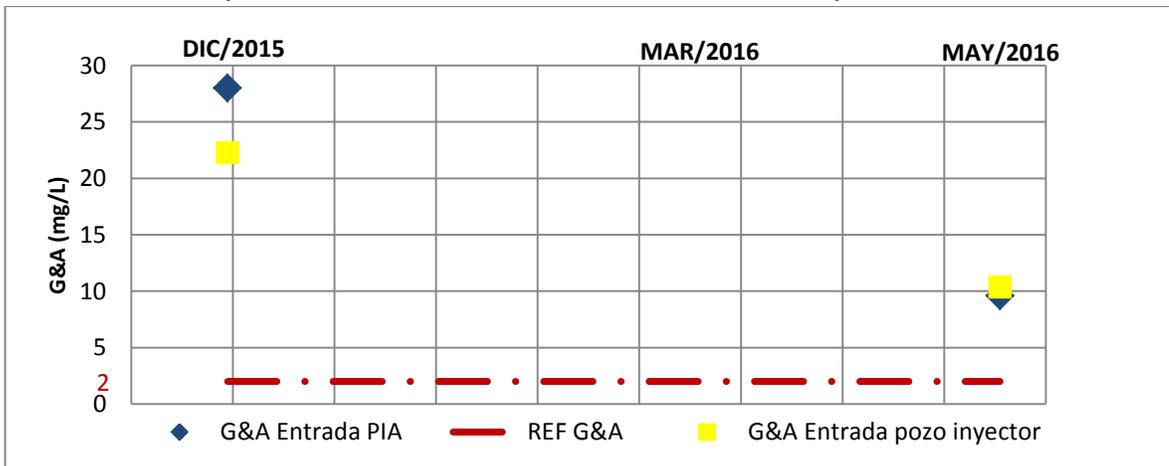
Fuente: Autores

**Gráfica 5.** Comparativo Parámetro Sólidos Suspendidos en dos diferentes puntos de muestreo



Fuente: Autores

**Gráfica 6.** Comparativo Parámetro G&A en dos diferentes puntos de muestreo



Fuente: Autores

Durante los meses de monitoreo el pH se ha mantenido estable entre el rango de 6,1 a 6,4 indicando una tendencia ácida.

En cuanto a las concentraciones de CO<sub>2</sub> y Fe han estado por encima del límite recomendado por la NACE; el CO<sub>2</sub> estuvo en 500 mg/L y 400mg/L el mes de diciembre, para los puntos de muestreo entrada a la PIA y entrada al pozo inyector respectivamente (Gráfica 1), en el siguiente reporte se duplicó este valor llegando a 1000 mg/L para los dos puntos de muestreo y en el último seguimiento disminuyó a 400 mg/L de igual manera para ambos puntos de muestreo, manteniéndose un nivel superior al nivel recomendado por la NACE (<10 mg/L).

Las concentraciones de  $Fe^{++}$  durante los primeros dos reportes de seguimiento se encontraron valores mayores de 30mg/L y en el último se redujo a 25 mg/L, los cuales siguen estando en un valor por encima del recomendado por la NACE (<5 mg/L), estos resultados se pueden observar mejor en la Gráfica 2.

Con respecto al parámetro Turbidez, se puede observar un impacto positivo debido a que los valores disminuyen del punto Entrada PIA al punto Entrada pozo inyector, acercándose a la línea de referencia, (ver Gráfica 3)

De acuerdo al parámetro BSR, este se encuentra por encima del rango en todos los meses en el punto de muestreo Entrada PIA, pero al pasar al punto Entrada pozo inyector se evidencia una notable mejoría en los dos primeros reportes de seguimiento, sin embargo en el último reporte, este valor incrementa por encima del margen permitido. (Ver Gráfica 4).

Los reportes de seguimiento para el parámetro de Sólidos suspendidos evidencian un buen comportamiento ya que para los 3 meses, siempre se ha llegado al pozo inyector con valores por debajo de la línea de referencia, es decir como lo exige la norma, (ver Gráfica 5). Además de acuerdo a la Tabla 14, el valor del último reporte es 5 mg/L catalogándolo según la clasificación de la calidad del agua de la norma NACE173-05 como "Moderada".

La Gráfica 6, muestra el parámetro Grasas y Aceites, evidenciando una mejoría ya que sus valores disminuyen en aproximadamente 10 mg/L, aunque se mantiene por encima del nivel recomendado y de acuerdo a la Tabla 17, se observa que al inicio del proceso, es decir al salir de los filtros este parámetro se mantiene dentro del rango establecido pero al llegar a cabeza de pozo llega con niveles por encima del nivel recomendado, lo cual sugiere que en las líneas desde el tanque de agua filtrada y cabeza de pozos inyector (ver Figura 20) contiene residuos de grasas y aceites mezclándose con el agua filtrada, provocando este aumento descrito anteriormente.

Las concentraciones de  $O_2$  disuelto,  $H_2S$  y BSR se han mantenido bajo control durante los meses de seguimiento, exceptuando el último reporte en el cual se vio concentraciones de  $H_2S$  lo cual se puede relacionar con los valores de BSR por encima del nivel recomendado, ya que las bacterias producen  $H_2S$  y este causa problemas serios de corrosión al reportarse altas concentraciones de Fe y puede producir sulfatos de hierro; lo positivo de los reportes es que no se presenta  $O_2$  disuelto en el agua el cual es un elemento clave para que se desate una corrosión acelerada al reaccionar con el  $CO_2$ , Fe y  $H_2S$ <sup>17</sup>.

Los parámetros son controlados mediante tratamiento químico por parte de ECOPETROL S.A. como lo muestra la Tabla 18.

---

<sup>17</sup> GESTIÓN DE TECNOLOGÍA DE NEGOCIO, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Evaluación de la calidad del agua de inyección del piloto santa clara. Bucaramanga: 2015

**Tabla 18.** Química inyectada en la PIA Santa Clara

PUNTO DE INYECCION DE QUIMICA	QUIMICA INYECTADA	DOSIFICACIÓN	FRECUENCIA
1	BIOCIDA	50 ppm	En baches cada 5 días
	CLARIFICADOR	7 ppm	Diario
2	INH. DE CORROSION	20 ppm	Diario
	INH. DE SCALE	10 ppm	Diario
	SECUESTRANTE DE OXIGENO	10 ppm	Diario
3	BIOCIDA	50 ppm	En baches cada 5 días
4	INH. DE CORROSION	20 ppm	Diario
	INH. DE SCALE	10 ppm	Diario
	SECUESTRANTE DE OXIGENO	10 ppm	Diario

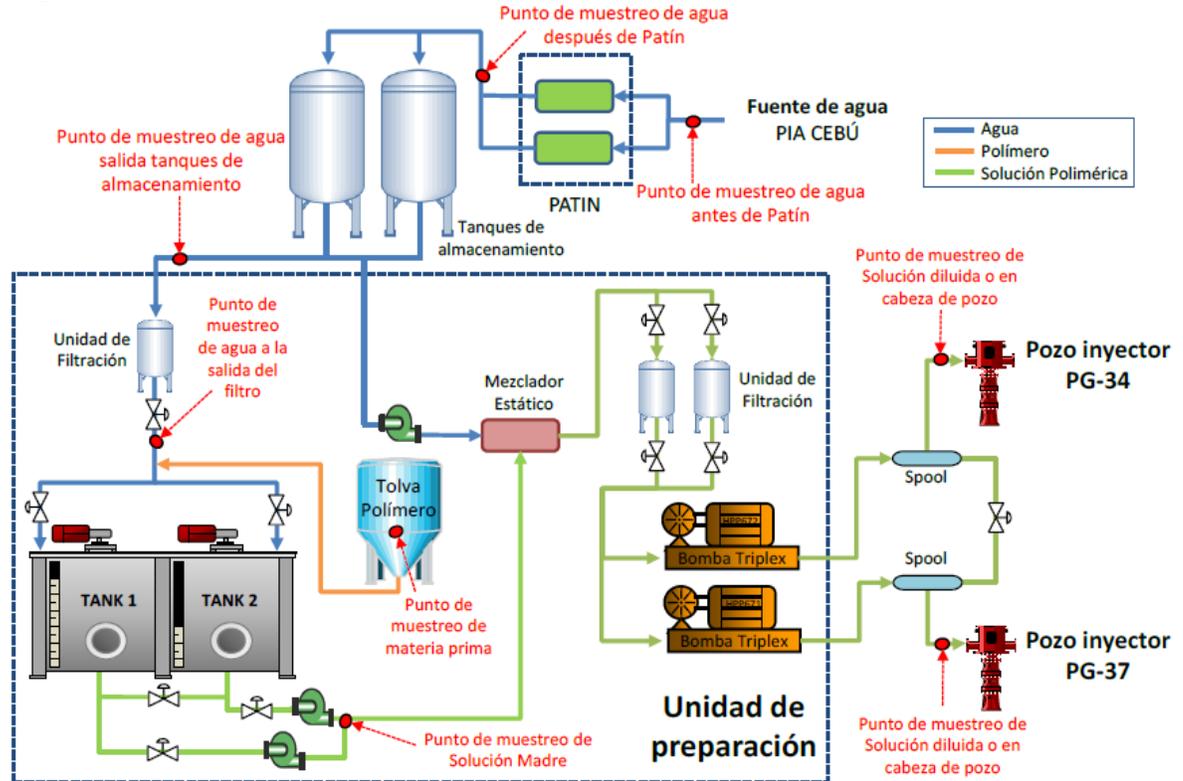
### 2.2.2 Metodología empleada para la supervisión de la calidad del agua para el campo Palogrande<sup>18</sup>.

Se escogieron siete puntos de muestreo: Antes y después del patín, salida de tanque de almacenamiento, salida del filtro, punto de muestreo de la solución madre y punto de muestreo en cabeza de pozo inyector PG-34, como se indica en la Figura 21.

El monitoreo desarrollado de calidad de agua para el piloto de inyección se realizó de igual manera que en el caso del piloto del campo Santa Clara, añadiéndole otros niveles de seguimiento como el de la Solución madre, Parámetros de calidad de la solución polimérica en cabeza de pozo inyector y seguimiento a la irrupción de solución polimérica en los pozos afectados por el patrón.

<sup>18</sup> GESTIÓN DE TECNOLOGÍA Y CONOCIMIENTO, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Informe QAQC de inyección de polímeros campo Palogrande. Bucaramanga: 2016

**Figura 21. Puntos de muestreo PG-34**



2.2.2.1 Resultados del análisis fisicoquímico del agua de preparación de la solución polimérica.

El seguimiento de la calidad del agua del campo Palogrande es realizado por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo). Los parámetros fisicoquímicos son controlados mediante tratamiento químico y con el fin de detectar cambios en la calidad del agua a la entrada y salida de los componentes de las facilidades, se realizó el análisis de agua en los puntos antes de patín, después de patín y en la salida del tanque de almacenamiento de agua de preparación y de dilución. A continuación en la Tabla 19 y Tabla 20 se muestran los resultados obtenidos de los parámetros de la calidad del agua en el campo Palogrande.

**Tabla 19. Análisis fisicoquímico (05/Marzo/2016)**

Nº	PARAMETRO-MUESTREO	Ph	T°C	CO <sub>2</sub> mg/l	Fe <sup>++</sup> mg/l	Turbidez NTU	BSR ufc/mL
1	Entrada a filtros patín PG-34	7,11	27,5	<10	3,0	22,8	59,0
2	Salida a filtros patín PG-34	7,07	28,5	<10	3,0	35,0	18,0
3	Salida tanque almacenamiento agua preparación y dilución	6,85	28,8	<10	3,0	35,0	29,0

N°	PARAMETRO-MUESTREO	RESISTIV	H <sub>2</sub> S mg/l	O <sub>2</sub> DIS ppb	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	CONDUC mS/cm	G&A mg/l
1	Entrada a filtros patín PG-34	0,78	0,6	ND	671	13,66	10,20
2	Salida a filtros patín PG-34	0,79	0,6	ND	640	13,44	10,62
3	Salida tanque almacenamiento agua preparación y dilución	0,75	0,6	ND	640	13,30	10,47

**Tabla 20. Análisis fisicoquímico (19/Abril/2016)**

N°	PARAMETRO-MUESTREO	pH	T°c	CO <sub>2</sub> mg/l	Fe <sup>++</sup> mg/l	Turbidez NTU	BSR ufc/mL
1	Entrada TK-2 (PIA-CEBU)	6,72	44,5	35,0	ND	738,0	53000,0
2	Entrada TK-1 (ARENAS)	7,62	37,3	<10	1,0	1,3	-
3	Salida (PIA-CEBU)	7,02	45,6	35,0	1,0	48,7	71800,0
4	Salida TK-1 (ARENAS)	7,63	37,4	<10	0,8	5,3	-

N°	PARAMETRO-MUESTREO	RESISTIV	H <sub>2</sub> S mg/l	O <sub>2</sub> DIS ppb	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	CONDUC mS/cm	G&A mg/l
1	Entrada TK-2 (PIA-CEBU)	0,78	ND	ND	366	12,21	6,7
2	Entrada TK-1 (ARENAS)	1,78	ND	ND	214	0,61	1,2
3	Salida (PIA-CEBU)	2,78	ND	ND	305	8,15	32,5
4	Salida TK-1 (ARENAS)	3,78	ND	ND	229	0,88	2,7

Debido a que sólo se realizaron dos reportes para este campo y además se escogieron en estos diferentes puntos de muestreo, no se puede graficar como en se hizo para el campo Santa Clara y por lo tanto nos enfocaremos sólo en el análisis de las Tabla 19 y Tabla 20.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede evidenciar que:

Según los análisis fisicoquímicos del agua de preparación para la solución polimérica, se reporta que los valores de CO<sub>2</sub> en los primeros meses se encontraban por debajo del nivel recomendado pero en el último reporte se ve que su valor ha aumentado a valores por encima de éste. También se puede observar que en los meses anteriores, la calidad del agua no cumple con los parámetros de turbidez, H<sub>2</sub>S, y G&A, ya que los valores obtenidos están por encima de lo recomendado, lo cual es la turbidez mayor a 5 NTU, y el contenido de grasas y aceites es superior a los 5 ppm, sin embargo en el último reporte se evidencia que estos valores han bajado, resaltando que ya no se registran valores de H<sub>2</sub>S aunque con los valores de BSR se debería esperar a que se encontraran niveles de H<sub>2</sub>S en el agua.

En este monitoreo así como en los anteriores, se comprobó que los filtros de la unidad de hidratación de polímero ubicados inmediatamente antes del punto de

preparación de la solución polimérica madre se saturan rápidamente con grasas y aceites; éste hallazgo evidencia que el agua proveniente de la PIA Cebú presenta alto contenido de G&A que los filtros del patín no alcanzan a retirar, saturándose rápidamente, esta Situación ha obligado a que se cambien los filtros de la unidad de hidratación con mayor frecuencia. Otro parámetro que ha aumentado desde el último reporte es el valor de BSR el cual hay controlar ya que estas bacterias generan H<sub>2</sub>S el cual es un compuesto muy corrosivo.

#### 2.2.2.2 Resultados del análisis fisicoquímico de la solución polimérica.

El instituto Colombiano de Petróleo realizó pruebas en diferentes polímeros de diferentes empresas para escoger el más adecuado para el proyecto y que para este caso lo llamaremos polímero X por motivos de confidencialidad, este polímero mostró mejor comportamiento en características como: % de humedad, solubilidad agua de inyección, viscosidad a 1500 ppm y temperatura de 62 C, Screen factor, estabilidad térmica, degradación mecánica, entre otras.<sup>19</sup>

En la Tabla 21 se muestran los parámetros de seguimiento diarios de la solución polimérica madre en la unidad de preparación ubicada en el pozo PG-34, Se unieron datos de los dos reportes del ICP.

**Tabla 21.** Parámetros de control de la solución polimérica madre en el pozo PG34

Fecha	Solución Madre Teórica 10000		
	Concentración (ppm)	Turbidez (NTU)	VISCOSIDAD (cp)
27/02/2016	10380	53,4	>2000
28/02/2016	12021	48,7	>2000
29/02/2016	14426	45,6	>2000
01/03/2016	12100	52	>2000
02/03/2016	11575	51	>2000
03/03/2016	11328	49	>2000
04/03/2016	11234	52,5	>2000
05/03/2016	11237	47,6	>2000
06/03/2016	11153	46,1	>2000
19/04/2016	10500	25	1897
20/04/2016	9000	26,5	2446
21/04/2016	10705	27,5	2426
22/04/2016	12085	32,1	2368
23/04/2016	13367	24,2	2152
24/04/2016	11395	24,4	1928

<sup>19</sup> GESTIÓN DE TECNOLOGÍA Y CONOCIMIENTO, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el campo Palogrande. Piedecuesta. 2014

**Fuente:** GESTIÓN DE TECNOLOGÍA Y CONOCIMIENTO, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el campo Palogrande. Piedecuesta. 2014 9 p.

Los resultados permiten evidenciar que hay un buen comportamiento en la preparación de la solución a pesar de la calidad del agua, ya que la concentración medida es similar a la concentración deseada (teórica) de 10000 ppm.

En cuanto a la solución polimérica en cabeza de pozo, su concentración teórica es de 1100 ppm. En la Tabla 22 se muestran los parámetros de seguimiento diarios de la solución polimérica en cabeza de pozo del inyector PG34.

**Tabla 22.** Parámetros de calidad de la solución polimérica en cabeza de pozo PG34

Fecha	Solución cabeza de pozo - Temp. Evaluación viscosidad 62°C concentración teórica 1100 ppm				
	concentración (ppm)	Turbidez (NTU)	VISCOSIDAD (cp)	Screen factor	Filtrabilidad
27/02/2016	1321	27	1,5	2	0,93
28/02/2016	1092	24	1,4	1,7	0,91
29/02/2016	1165	22	1,6	1,8	1
01/03/2016	1186	26,5	1,5	1,7	0,94
02/03/2016	1164	24,6	1,6	1,9	0,98
03/03/2016	1134	23,5	1,5	1,8	0,96
04/03/2016	1142	21,2	1,5	1,8	1,02
05/03/2016	1139	25,7	1,6	1,9	1,05
06/03/2016	1128	24,3	1,6	1,9	0,98
19/04/2016	1200	13,7	3,8	3,47	1,1
20/04/2016	1150	15,2	2,5	4,45	1,05
21/04/2016	1169	14,6	3,1	3,53	1,05
22/04/2016	1233	13,4	3,5	3	0,96
23/04/2016	1405	14,7	2,9	3,41	1,08
24/04/2016	1208	12	2,9	3,71	0,99
25/04/2016	1272	10,8	2,4	3,37	1,01

**Fuente:** GESTIÓN DE TECNOLOGÍA Y CONOCIMIENTO, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el campo Palogrande. Piedecuesta. 2014 11 p.

En cuanto a la solución polimérica en cabeza de pozo también se refleja un buen comportamiento con respecto a la concentración teórica de 1100 ppm ya que los datos se mantienen dentro de un rango cercano a este valor.

La filtrabilidad presenta un buen comportamiento debido a que los valores están cercanos a 1 que es lo deseado y con respecto a la viscosidad se puede apreciar un incremento en los últimos periodos de tiempo, demostrando que los parámetros medidos en cabeza de pozo evidencian un buen comportamiento.

### 2.2.2.3 Seguimiento al agua de producción de los pozos afectados por la inyección

Este seguimiento se hace con el fin de identificar y determinar la posible irrupción del polímero en los pozos. A continuación en la Tabla 23 se muestran los resultados de este seguimiento.

**Tabla 23.** Seguimiento a la irrupción de polímero en los pozos afectados

FECHA	POZO	% BSW	Ph/T°	cond (ms/mc)	Poly ppm	ALCALINIDAD ppm	Cloruros ppm
22/04/2016	PG8	99	8 @24,4°C	12,71	ND	335,5	4200
23/04/2016		92					
25/04/2016		98					
22/04/2016	PG9	98	7,3 @25,6°C	13,14	ND	305	4400
23/04/2016		98					
25/04/2016		98					
22/04/2016	PG11	95	7,74 @18,3°C	12,31	ND	366	4066
23/04/2016		76					
25/04/2016		87					
22/04/2016	PG13	80	7,85 @25,8°C	13,24	ND	290	4433
23/04/2016		85					
25/04/2016		80					
22/04/2016	PG14	64	7,73 @25,8°C	12,6	ND	228,8	4133
23/04/2016		51					
25/04/2016		64					
22/04/2016	PG24	51	7,60 @25,6°C	12,91	ND	228,8	4433
23/04/2016		43					
25/04/2016		93					
22/04/2016	PG28	87	7,62 @25,6°C	13,06	ND	305	4333
23/04/2016		79					
25/04/2016		75					
22/04/2016	PG30	95	7,57 @25,6°C	12,76	ND	366	4333
23/04/2016		98					
25/04/2016		98					

**Fuente:** GESTIÓN DE TECNOLOGÍA Y CONOCIMIENTO, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el campo Palogrande. Piedecuesta. 2014 15 p.

Respecto a la Tabla 13 se puede apreciar que no se detectó la presencia de polímero en los pozos productores influenciados monitoreados, esto puede ser debido a que el efecto de barrido tipo pistón está actuando de manera positiva ya que no ha habido irrupción temprana en los pozos afectados por el patrón.

### **3. PROCEDIMIENTO PARA SEGUIMIENTO DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SANTA CLARA Y EL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA MEJORADA EN EL CAMPO PALOGRANDE**

A partir de la implementación de un proyecto de recobro, es necesario realizar un seguimiento adecuado al desarrollo del proceso con el fin de diagnosticar problemas que se vayan presentando a medida que éste se lleva a cabo para determinar los cambios necesarios.<sup>20</sup>

Para este caso, la palabra diagnóstico hace referencia a conocer el funcionamiento que ha presentado la inyección de agua en el campo Santa Clara y la inyección de agua mejorada en el campo Palogrande basado en la observación de aspectos característicos y puntuales.

El procedimiento de monitoreo expuesto en este punto, trata del diseño de unos gráficos de diagnóstico para los diferentes niveles de detalle del campo; estos niveles son: por patrón y por pozo, para este caso no se crearán gráficos a nivel de bloque o campo debido a que el proyecto se encuentra en fase Piloto y no se ha extendido a nivel de bloque.

Las técnicas planteadas en este proyecto se basan principalmente en métodos gráficos que sirven para detectar cambios importantes en la relación inyección/producción y con ello identificar oportunidades con el fin de reconocer planes de acción. Los gráficos de diagnóstico utilizados para el análisis en el monitoreo de la inyección de agua e inyección de polímeros de los Pilotos son realizados gracias a la base de datos tomados del Software especializado OFM y la eficiencia de estos análisis debe resultar directamente proporcional a la calidad de los datos obtenidos.

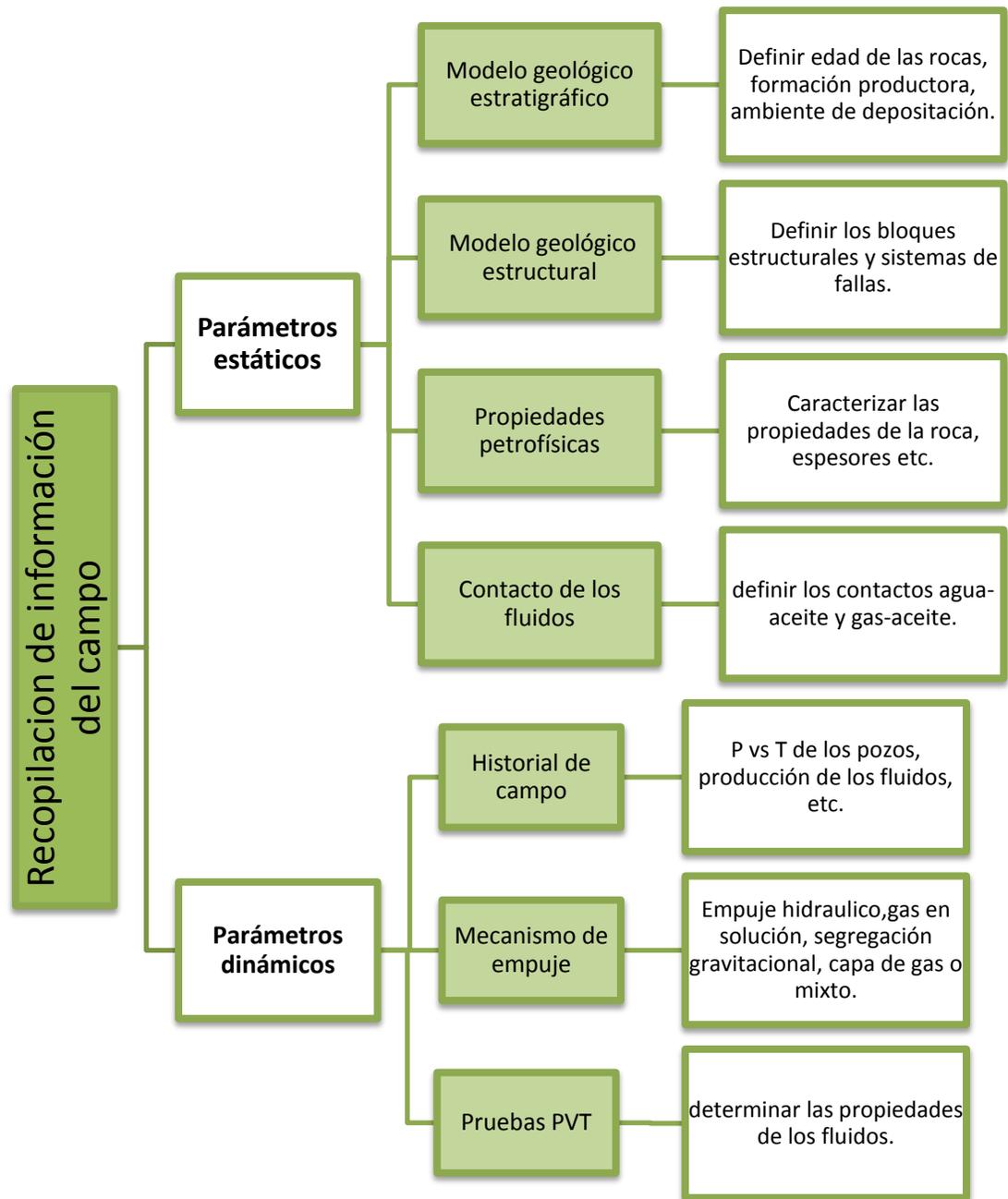
Debido a que la inyección de agua del campo Santa Clara y la inyección de polímeros del campo Palogrande llevan poco tiempo implementada (desde el año 2015), los gráficos expuestos en éste documento van a ser utilizados mientras exista inyección en los campos y se implementaran más gráficos a medida que la inyección tenga efecto sobre la producción del Campo.

En la Figura 21 se muestra el mapa conceptual con los parámetros necesarios en un proyecto de inyección de agua según Quintero y Puentes, 2013 y en la Tabla 24 se presenta la metodología propuesta por la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila - Tolima (GDH), para un eficiente monitoreo en los procesos de inyección de agua e inyección de polímeros.

---

<sup>20</sup> PLAZA, Daniel: implementación del procedimiento de monitoreo para el sistema de inyección de agua del campo Yariguí–Cantagallo, Bogotá, 2011. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería.

**Figura 22.** Mapa conceptual de parámetros necesarios en un proyecto de inyección de agua



**Fuente:** QUINTERO, Andrea y PUENTES, Anyi: Métodos y procesos para monitorear el desempeño de la inyección de agua para el recobro de hidrocarburos en la superintendencia de operaciones Huila-Tolima, Neiva, 2013. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Surcolombiana. Facultad de ingeniería.

**Tabla 24.** Procedimientos a usar según el nivel de estudio

Curva, gráfico o método	Campo	Patrón	Pozo
Curvas de producción total de fluidos	Aplica	Aplica	Aplica
Comportamiento de presión	Aplica	Aplica	
Índice de vaciamiento	Aplica	Aplica	
Grafico ABC	Aplica		
Índice de heterogeneidad	Aplica		
Radios de drene e inundación	Aplica		
Mapeo(GOR, corte de agua)	Aplica	Aplica	
Volumen inyectado vs corte de agua	Aplica		
Volumen producido acumulado vs volumen inyectado		Aplica	
Mapas de burbuja (aceite promedio, aceite acumulado)		Aplica	
Gráfico de Hall (pozos inyectoros)			Aplica
Inyectividad (pozos inyectoros)			Aplica
Gráfico de Chan- Derivada de WOR (pozos productores)			Aplica
Producción de cada pozo vs promedio de patrón			Aplica

**Fuente:** QUINTERO, Andrea y PUENTES, Anyi: Métodos y procesos para monitorear el desempeño de la inyección de agua para el recobro de hidrocarburos en la superintendencia de operaciones Huila-Tolima, Neiva, 2013. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Surcolombiana. Facultad de ingeniería.

A continuación se explican los gráficos creados para el monitoreo de la inyección de agua a nivel de pozo y a nivel patrón, Estos gráficos fueron creados con ayudas de herramientas computacionales como el Excell 2010 y el Oil Field Manager (OFM), el cual es un software de análisis de yacimiento y pozo.

- **Relación gas – aceite, relación agua – aceite y corte de agua versus tiempo (GOR/WOR/WCUT vs Tiempo)<sup>21</sup>.** Para procesos de inyección de agua la gráfica de GOR, WOR y WCUT vs Tiempo muestra el rompimiento del agua, El WOR incrementa a medida que el agua barre el yacimiento. Cuando el GOR disminuye indica que el llenado está siendo alcanzado y el incremento del GOR indica que el espacio poroso es reemplazado por la inyección y para procesos de inyección de agua mejorada tiende a aumentar la fracción de aceite en los fluidos producidos (reducción del WOR). Éste gráfico se realiza a nivel de patrón y a nivel de pozo preferiblemente para un mejor detalle.

Si existe saturación de gas libre en la gráfica del GOR vs Tiempo al comienzo de la inyección de agua, el GOR va a ser mucho más grande que al GOR inicial y durante el periodo de llenado el GOR decrece, esto puede ser un indicador que la presión del reservorio está incrementando, el gas está siendo disuelto con el aceite, y la respuesta de aceite puede estar cerca.

<sup>21</sup> PLAZA. Op. cit., p. 55.

Los gráficos de GOR, WOR y WCUT son de gran ayuda al hacer un análisis a nivel de patrón para poder identificar principalmente los problemas asociados con los volúmenes de agua inyectados y el comportamiento del barrido del agua a lo largo del yacimiento. Estos gráficos permiten obtener una idea principal de las condiciones a las que se encuentra el yacimiento y los patrones de inyección.

- **Voidage Replacement Ratio (VRR).** El Voidage Replacement Ratio (VRR), está definida como el volumen de agua de inyección que reemplaza el volumen de fluidos totales producidos a condiciones de yacimiento. Sin embargo cuando existe un fuerte acuífero, la entrada de agua podría ser sumada a la inyección haciendo que el valor exacto del VRR pueda ser estimado. Las gráficas de VRR son usadas para monitorear los factores de distribución para un patrón dado.

El VRR es calculado como el volumen total de fluidos inyectados al yacimiento dividido por el volumen total de fluidos producidos por el yacimiento. Un valor de VRR ideal podría ser la unidad, con excepciones en los campos al este de Texas donde un valor ideal varía de 1.1 a 1.3. Altos valores de VRR indican una situación donde sobre inyección de agua ha ocurrido. La sobre inyección puede ser causada por zonas ladronas tomando agua inyectada, capas con alta permeabilidad causando flujo preferencial, inyectoras alineadas a lo largo de la tendencia de la permeabilidad o yacimiento fracturados causando recirculación directa del agua entre pozos inyectoras y productores.

Valores bajos de VRR indican situaciones donde el fluido es retirado rápidamente por lo que el volumen poroso del yacimiento está siendo llenado con fluido inyectado, o existe influencia de un acuífero con entrada de agua. Esto resulta en una caída de presión y un incremento en la saturación de gas libre en el yacimiento, lo cual es no deseado.

- **Mapas de burbuja<sup>22</sup>.** Estos mapas permiten visualizar de una manera práctica y rápida los pozos donde existen los mayores acumulados de producción de agua, aceite y otros valores de los pozos del campo a estudiar. Estos mapas constituyen una técnica de seguimiento que se puede aplicar en cualquier tipo de esquema y explotación y puede construirse manualmente o por medio de un software como es el caso del OFM; este es un administrador de base de datos que permite supervisar y analizar los datos de yacimiento y de pozos en campos productores de petróleo y gas
- **Producción de aceite Vs tiempo.** Antes de llevar a cabo un proyecto de recobro mejorado es necesario realizar un pronóstico de la producción a partir de una línea base de producción, la cual es la tendencia de producción que

---

<sup>22</sup> BLANCO, Johanna y DELGADILLO, Claudia Op. cit., p. 248.

llevaría si no se estuviera implementando éste, para poder determinar cuanta producción de aceite es debida al proyecto, y así poder evaluar el desempeño del mismo, estas graficas se utilizan como herramientas para monitorear y detectar cambios en el comportamiento del patrón o del pozo asociados con la inyección e identificación de pozos activos y se realizan a nivel patrón y a nivel de pozo.

- **Método de Hall**<sup>23</sup>. El monitoreo de la inyección de agua, empieza con el monitoreo particular de cada pozo. El método de Hall, llamado así en honor a Howard N. Hall, quien lo estudió y desarrolló, fue utilizado por primera vez en 1963 y es una aproximación gráfica usada para analizar el comportamiento de pozos inyectoros, buscando identificar cambios en la inyectividad de los pozos. Generalmente estos cambios son difíciles de identificar puesto que están en función de las tasas y presiones de inyección.

Usualmente para evaluar posible taponamiento y mejorar la inyección es necesario considerar la presión del yacimiento junto con la viscosidad y densidad del agua. Hall demostró que la pendiente de la sumatoria de la presión en la cara del pozo multiplicada por el tiempo versus el volumen acumulado de agua inyectada es proporcional a la capacidad de flujo del pozo, y es constante si ésta es constante.

El método asume que la inyección se lleva a cabo en flujo radial en estado estable, además que elimina los efectos de la variación de la presión y tasa de inyección. Como éste método analiza la inyectividad de los pozos es también utilizado para determinar los resultados de trabajos de estimulación, ya que determina si la inyectividad, disminuye o permanece sin variación después de realizado un trabajo de éste tipo.

Éste método hace parte de las herramientas de diagnóstico y monitoreo de un proceso de inyección de agua, es de vital importancia a la hora de identificar los pozos inyectoros con problemas para así buscar soluciones. Cabe resaltar que éste método solo es útil para identificar cambios en la inyectividad, solo después del periodo de llenado.

Para la construcción de los diagramas de Hall se requieren datos de presión de inyección promedio mensual, presión promedio del yacimiento, volúmenes de inyección mensual y los días de inyección activos por mes. La ecuación utilizada para la realización de los diagramas de Hall se muestra en la Ecuación 1.

---

<sup>23</sup> Hall, H.N, "How to analyze water flood injection well performance". world oil, 1963(octubre): p. 128-130

### Ecuación 1. Coeficiente de Hall

$$\int_0^t (p_{wi} - P_{prom}) dt = \frac{W_i}{C}$$

**Fuente:** COBB, William M y SMITH James T. Waterflooding. p 548.

Donde;

$P_w$ : Presión en cara de pozo (psia).

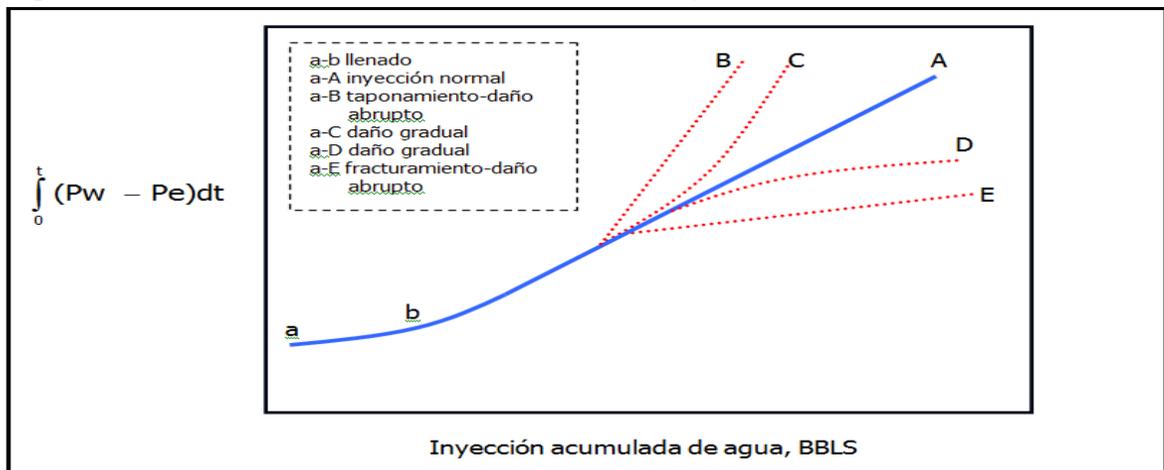
$P$ : Presión promedio del yacimiento (psia).

$W_i$ : Agua inyectada acumulada (bbl).

$C$ : Inyectividad del pozo.

La gráfica de Hall en una línea recta que se obtiene al graficar la integral de caída de presión (donde la presión es el promedio de la presión del pozo en el mes y el tiempo son los días que el pozo estuvo activo en el mes), contra la inyección de agua acumulada (bbl) y cuya pendiente son los que permiten notar los cambios en la inyectividad, asociado a la variación del factor daño (Skin). Si el Skin aumenta,  $C$  disminuye aumentando la pendiente de la recta por posible taponamiento y viceversa. Un esquema básico del diagrama de Hall se muestra en la Figura 23.

**Figura 23.** Hall Plot a diferentes condiciones del pozo



**Fuente:** SANABRIA GOMEZ, Liliana. Determinación de oportunidades de desarrollo en Campos maduros sometidos a inyección de agua usando el software ASIA y OFM. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2008. p. 126

Analizando la Figura anterior, se aprecia que un comportamiento ideal para un pozo inyector se obtiene cuando la pendiente de la recta es la unidad, pero cuando la pendiente de la recta es mayor que la unidad, significa que se necesita una mayor caída de presión para poder inyectar una determinada cantidad de agua, lo que indica posibles problemas de daño por taponamiento y cuando la pendiente de la recta es menor a la unidad, se necesita una menor caída de presión para inyectar una determinada cantidad de agua, lo que indica posibles problemas de fracturas o canalización.

Realmente muy pocos pozos presentan una pendiente unitaria, pero no porque existan los problemas anteriormente mencionados, sino porque la pendiente también es influenciada por las propiedades petrofísicas de la formación y las propiedades del fluido inyectado.

Las pruebas de inyección son necesarias en un proyecto de recuperación secundaria de campos maduros. La inyección de agua va asociada al recobro de reservas probadas no desarrolladas y a mejorar la eficiencia de barrido en áreas aún no drenadas.

- **Curvas de Chan<sup>24</sup>:** Con este proceso se pretende realizar en OFM de una manera rápida diagnósticos del origen de la producción de agua perjudicial en los pozos, cuya producción excesiva se puede reducir si se logra identificar su procedencia.

En algunos casos se han realizado interpretaciones erróneas, como diagnosticar la elevación del contacto agua – petróleo, lo que puede conducir a abandonar prematuramente un yacimiento. Como se sabe el origen del agua perjudicial puede estar dado por ciertas condiciones intrínsecas del yacimiento, o por problemas existentes en las cercanías del pozo. Por lo general, el flujo proveniente de las cercanías del pozo es la causa más crítica pero sin embargo por hecho de estar relacionado con la completación del pozo no deja de ser una de las causas con más oportunidades de tratamiento.

Para la creación de este proceso se utilizó la metodología desarrollada y publicada por K.S. Chan en el año 1995, dicha técnica se basa en la construcción de gráficos doble logarítmicos donde se representa la relación Agua – Petróleo (WOR) Vs su Derivada (WOR'), Estos gráficos han sido demostrados mediante la simulación de yacimientos de diferentes características.

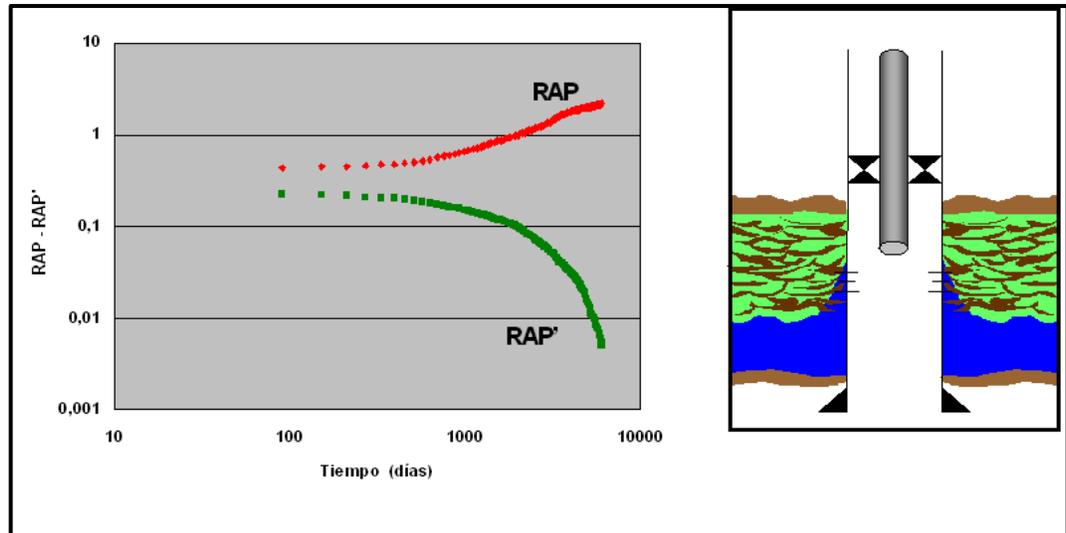
---

<sup>24</sup> CHAN, K,S. Water Control Diagnostic Plots. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22 25 October, Dallas, Texas. 1995.

A continuación se muestra la respuesta simulada de los casos tomados en cuenta para este proceso.

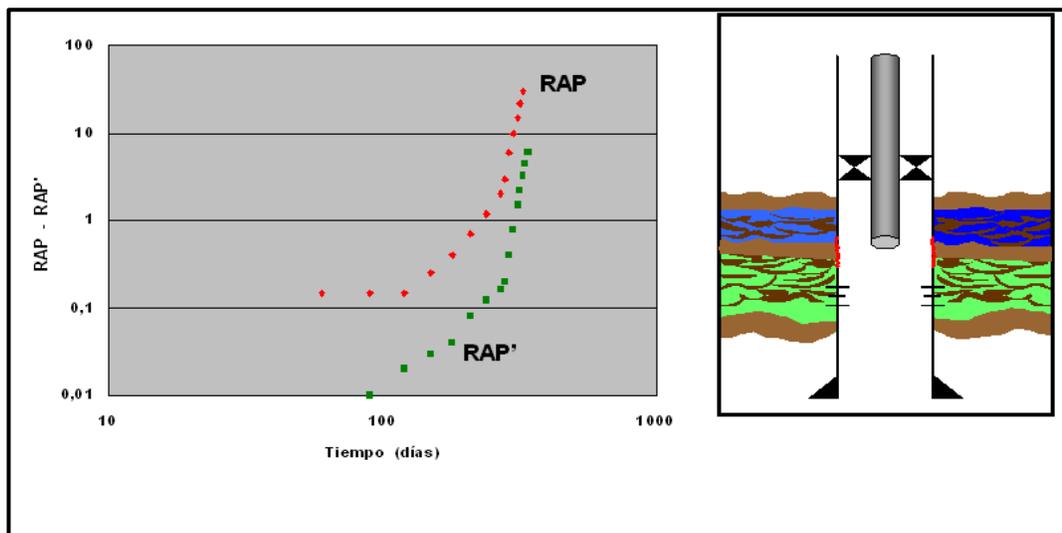
Si se observa que la curva de la derivada ( $WOR'$ ) disminuye con el tiempo, entonces estaríamos hablando de un caso de CONIFICACIÓN, como lo muestra la Figura 24.

**Figura 24.** Caso de Conificación



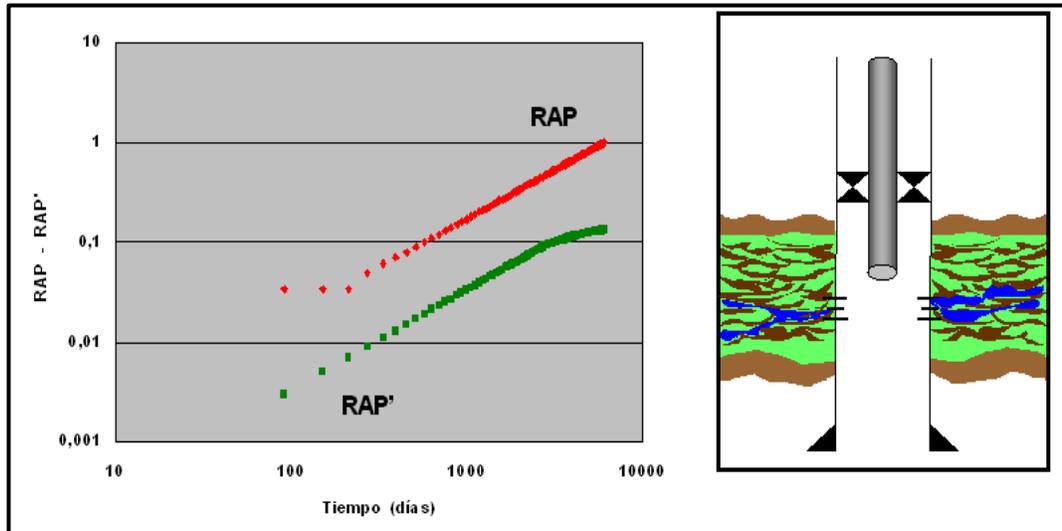
En esta figura RAP es lo mismo que decir WOR. Un aumento abrupto de ambas curvas WOR y  $WOR'$ , indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo, tal como problemas de COMUNICACIÓN MECÁNICA ver Figura 25.

**Figura 25.** Caso de Comunicación Mecánica



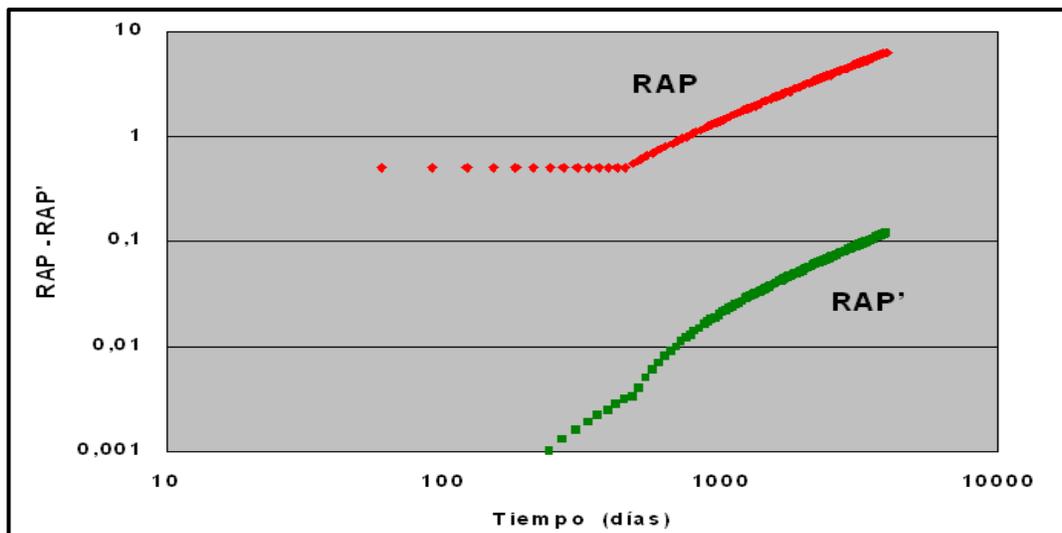
En esta figura RAP es lo mismo que decir WOR. El siguiente caso muestra un comportamiento de CANALIZACIÓN ó ADEDAMIENTO.

**Figura 26.** Caso de Canalización



En esta figura RAP es lo mismo que decir WOR. Por último en este gráfico se representa un barrido normal del yacimiento por efecto del agua (> 60%) ver Figura 27.

**Figura 27.** Caso de barrido normal



En esta figura RAP es lo mismo que decir WOR.

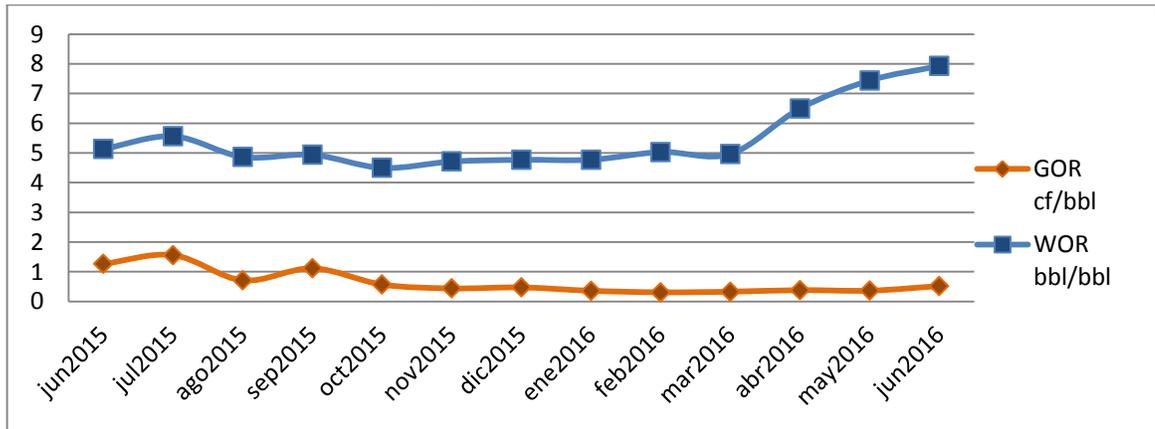
### 3.1 GRÁFICOS CREADOS A NIVEL PATRÓN

Para los dos patrones de inyección de agua en el Campo Santa Clara y para el patrón de inyección de agua mejorada del Campo Palogrande, se crearon unos gráficos de análisis a nivel de patrón para evaluar el comportamiento de la inyección y sus efectos en la producción.

Para el Campo Santa Clara, los gráficos a nivel de patrón son actualmente los más esenciales, ya que ayudan a monitorear la primera etapa en la que se encuentra el Campo (etapa de llenado) y poder evaluar la inyección en cada patrón, que para el caso del Campo Santa Clara, se cuenta con 2 patrones activos de inyección y para el caso del patrón Palogrande estos gráficos ayudan a identificar oportunamente si el proyecto está resultando de acuerdo a lo esperado.

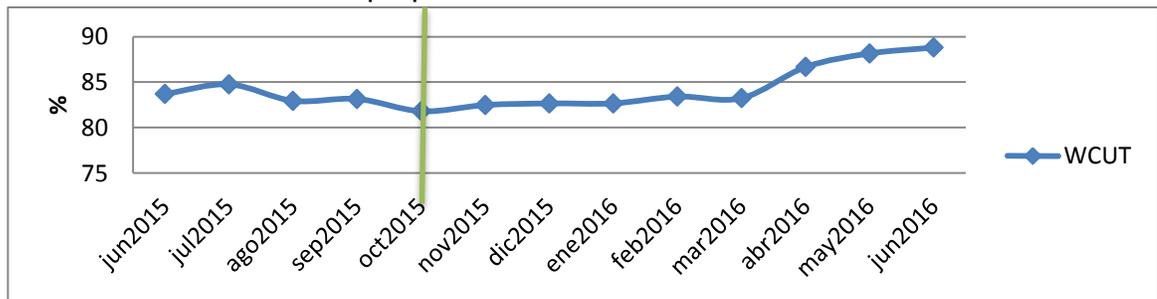
#### 3.1.1 Relación gas – aceite, relación agua – aceite y corte de agua versus tiempo (GOR/WOR/WCUT vs Tiempo) Patrón SC-10, SC-11 y PG-34

**Gráfica 7. GOR, WOR vs tiempo patrón SC-10**



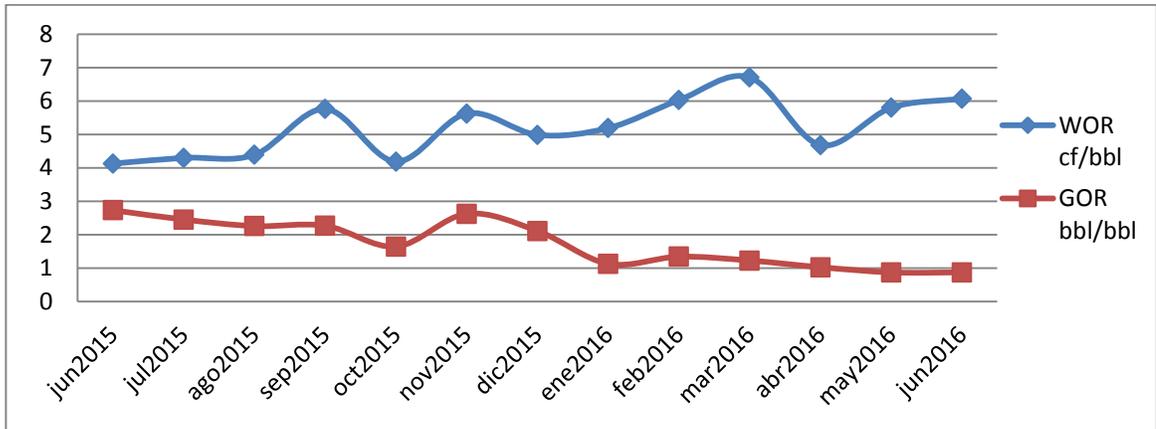
Fuente: Autores

**Gráfica 8. WCUT vs tiempo patrón SC-10**



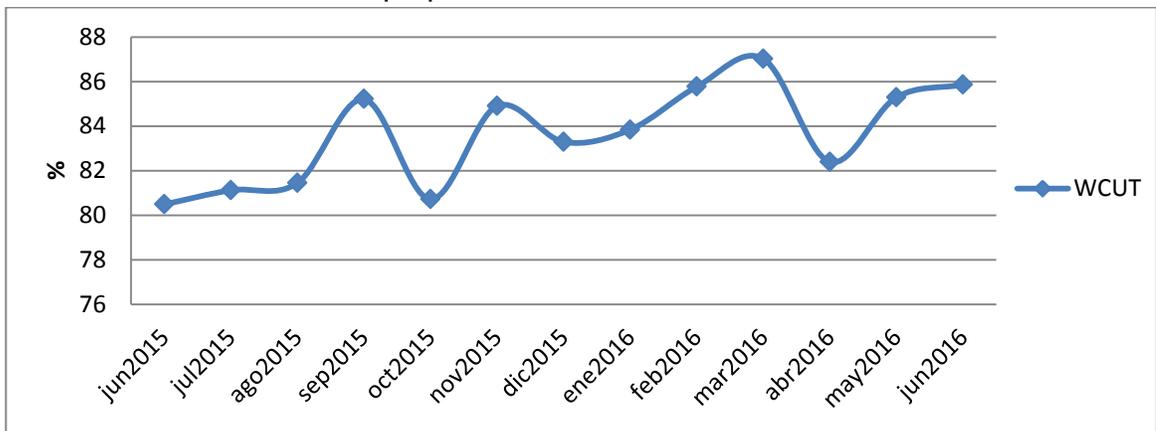
Fuente: Autores

**Gráfica 9. GOR, WOR vs tiempo patrón SC-11**



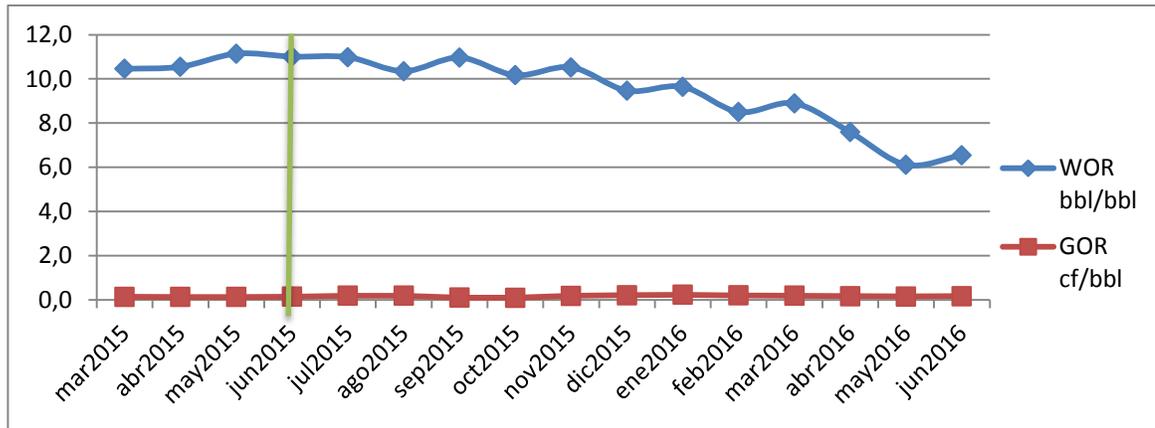
Fuente: Autores

**Gráfica 10. WCUT vs tiempo patrón SC-11**



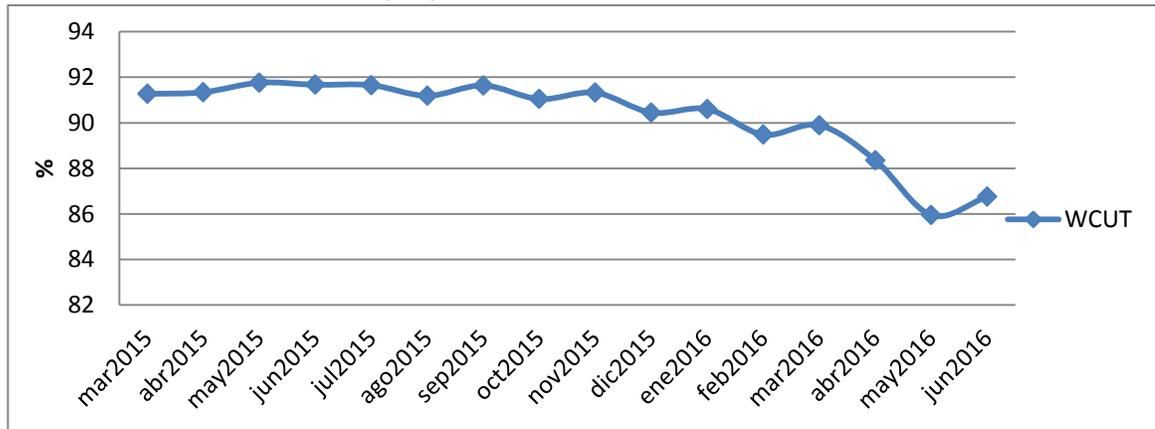
Fuente: Autores

**Gráfica 11. GOR, WOR vs tiempo patrón PG-34**



Fuente: Autores

**Gráfica 12. WCUT vs tiempo patrón PG-34**



Fuente: Autores

A pesar que todos los pozos del patrón SC-10 y SC-11 activos tienen una baja producción de gas, en la Gráfica 7 y Gráfica 9 para los patrones SC-10 y S-C 11 respectivamente, se observa que el GOR al inicio de la inyección presenta una leve disminución y después se mantiene ligeramente constante y como bien lo dice Plaza<sup>25</sup> puede ser debido a que los patrones SC-10 y SC-11 se encuentran en etapa de llenado, por lo tanto la presión de formación tiende a aumentar y el gas está siendo disuelto, el patrón PG-34 no presenta cambios en el comportamiento del GOR.

Se deben tener constantemente monitoreados estos patrones para detectar cualquier cambio en la pendiente de GOR, ya que si comienza a incrementar, indicaría que el espacio poroso no es reemplazado por la inyección de agua y se requiere la utilización de gráficos más especializados como el del VRR (Voidage

<sup>25</sup> PLAZA. Op. cit., p.55 .

Replacement Ratio) para conocer los volúmenes de inyección y producción de fluidos y así poder hacer un análisis a nivel de arenas para verificar que no existe presencia de zonas ladronas o pérdidas de fluidos.

Los patrones SC.10 y SC-11 muestran una tendencia de WOR ascendente, en la Gráfica 7 y Gráfica 9 respectivamente, lo cual es el comportamiento indicado, ya que a medida que el agua barre el yacimiento el WOR debe incrementar, y éstos patrones no muestran signos de pérdidas de fluidos debido al incremento del WOR; aunque se debe realizar un constante monitoreo para verificar que el WOR no disminuya por efectos del barrido del agua.

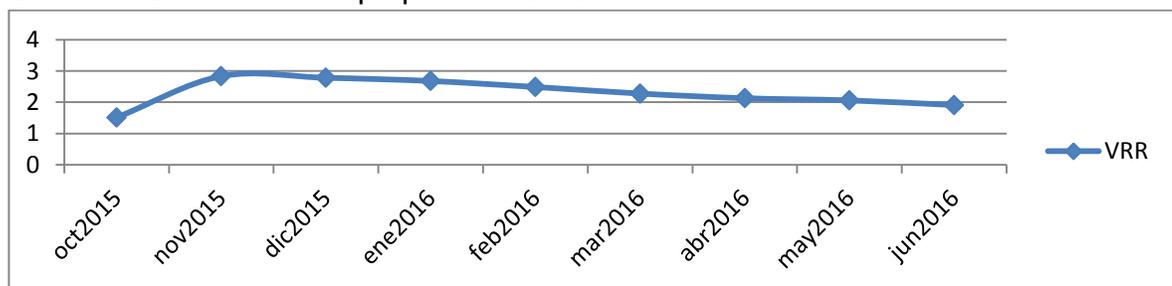
La Grafica 11 evidencia para el Patrón PG-34 un comportamiento descendente del WOR, lo cual también es un comportamiento indicado debido a que para este caso se tiene inyección de Polímeros y se espera que la viscosidad del agua aumente para un mejor barrido en el yacimiento del petróleo además de que sirva como tapón en zonas de canalización o ladronas con el fin de disminuir la producción de agua y aumentar la de petróleo.

Los patrones SC-10 y SC-11 presentan un corte de agua ascendente, Gráfica 8 y Gráfica 10 respectivamente, que según indica Plaza<sup>26</sup> el llenado se está acercando y estimando el tiempo acorde al comportamiento del WCUT, se puede predecir el tiempo del rompimiento del agua, caso contrario para el PG-34 el cual muestra un comportamiento de corte de agua descendente.

Los gráficos de GOR, WOR y WCUT son de gran ayuda al hacer un análisis a nivel de patrón para poder identificar principalmente los problemas asociados con los volúmenes de agua inyectados y el comportamiento del barrido del agua a lo largo del yacimiento. Estos gráficos permiten obtener una idea principal de las condiciones a las que se encuentra el yacimiento y los patrones de inyección.

### 3.1.2 Voidage Replacement Ratio para patrones SC-10, SC-11 y PG-34

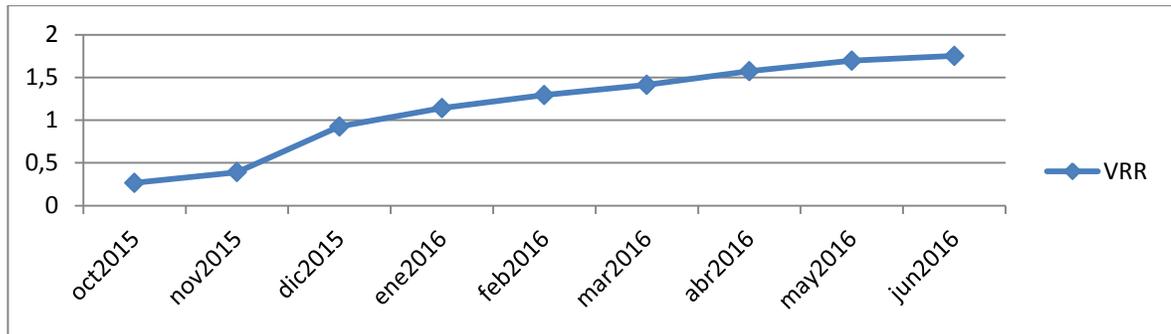
**Gráfica 13. VRR vs tiempo patrón SC-10**



**Fuente:** Autores

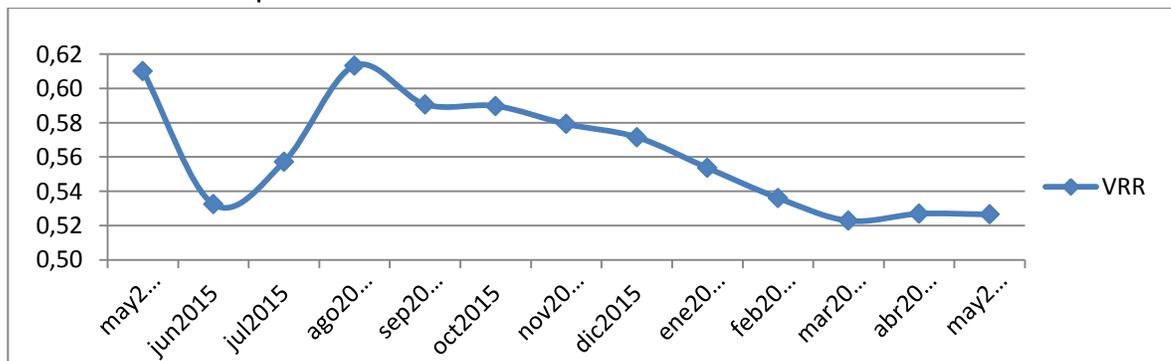
<sup>26</sup> PLAZA. Op. cit., p.56.

**Gráfica 14. VRR vs tiempo patrón SC-11**



Fuente: Autores

**Gráfica 15. VRR patrón PG-34**



Fuente: Autores

La Gráfica 13 y Gráfica 14 muestran para el patrón SC-10 y SC-11 valores de VRR mayores a 1 aunque no muy lejanos a este valor, lo que evidencia que pueden estar en sobre inyección debido a que se encuentran en etapa de llenado, por lo tanto tienen un mayor volumen de inyección que de producción o simplemente la entrada de agua por un acuífero o cualquier agente externo está afectando estos valores.

El patrón SC-10 presenta valores actualmente de VRR en decrecimiento, lo que indica que el patrón ya está alcanzando el llenado y se debe tener monitoreado constantemente para que no sufra de baja inyección y barrido del yacimiento por efectos externos a la inyección del agua (ver Gráfica 13).

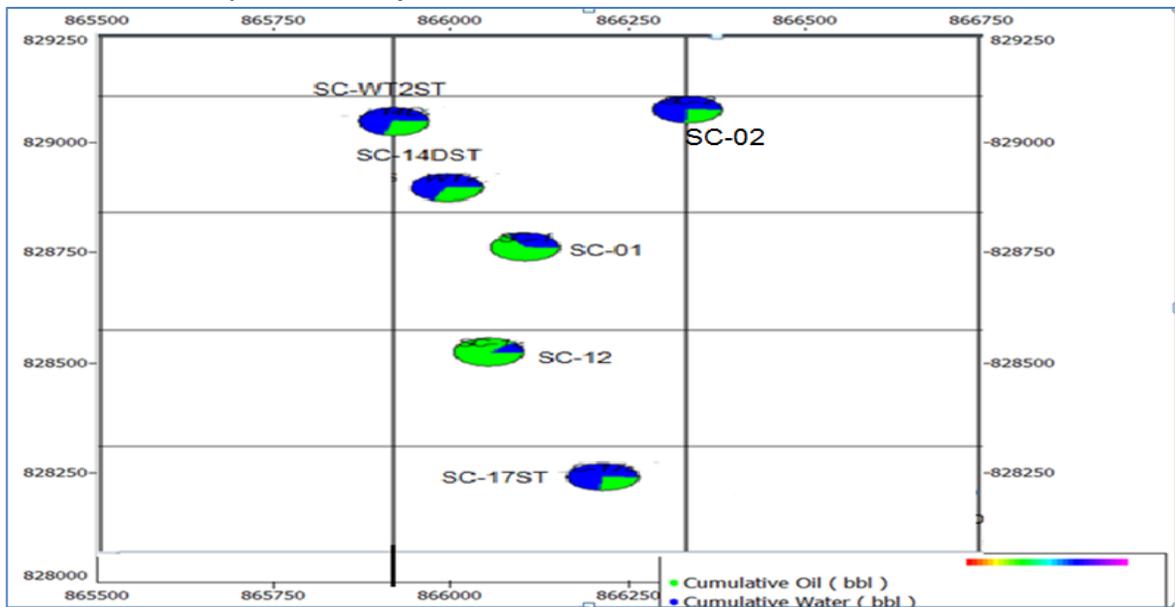
El patrón SC-11 expone valores actualmente de VRR en constante aumento, lo que quiere decir que se está sobreinyectando o el patrón sufre de zonas ladronas o flujo preferencial, se debe tener monitoreado constantemente el patrón e identificar oportunamente lo que está sucediendo para poder tomar medidas de control (ver Gráfica 14).

El patrón PG-34 evidencia que los valores de VRR están por debajo 1, como se puede observar en la Grafica 15 y este decrecimiento puede ser debido a que se está inyectando menos agua y polímero que lo que se extrae, este comportamiento es normal debido a que este patrón ya presentó etapa de llenado y ahora se está inyectando polímero como método de recobro mejorado.

Cuando el llenado sea alcanzado en los patrones SC-10 y SC-11 y se logre evidenciar valores de VRR mayores a uno, indicaría problemas de zonas ladronas y canales preferenciales de flujo. Valores del VRR que oscilen entre valores por encima y por debajo de la unidad evidencia que los problemas anteriormente mencionados permanecen en el yacimiento y que además comienzan a presentarse otros inconvenientes como poca inyectividad debido principalmente a problemas de taponamiento.<sup>27</sup>

### 3.1.3 Mapas de burbuja patrones Santa Clara y Palogrande

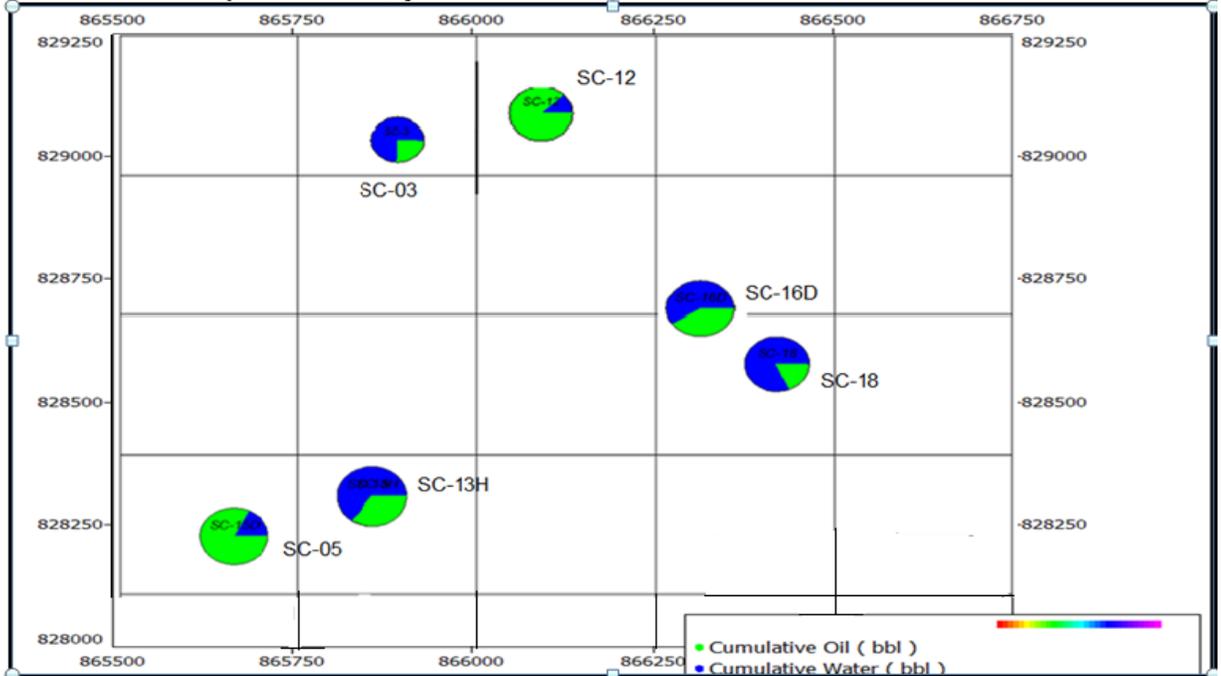
**Gráfica 16.** Mapa de burbuja Patrón **Santa Clara 10.**



**Fuente:** Autores

<sup>27</sup> PLAZA. Op. cit., p.61.

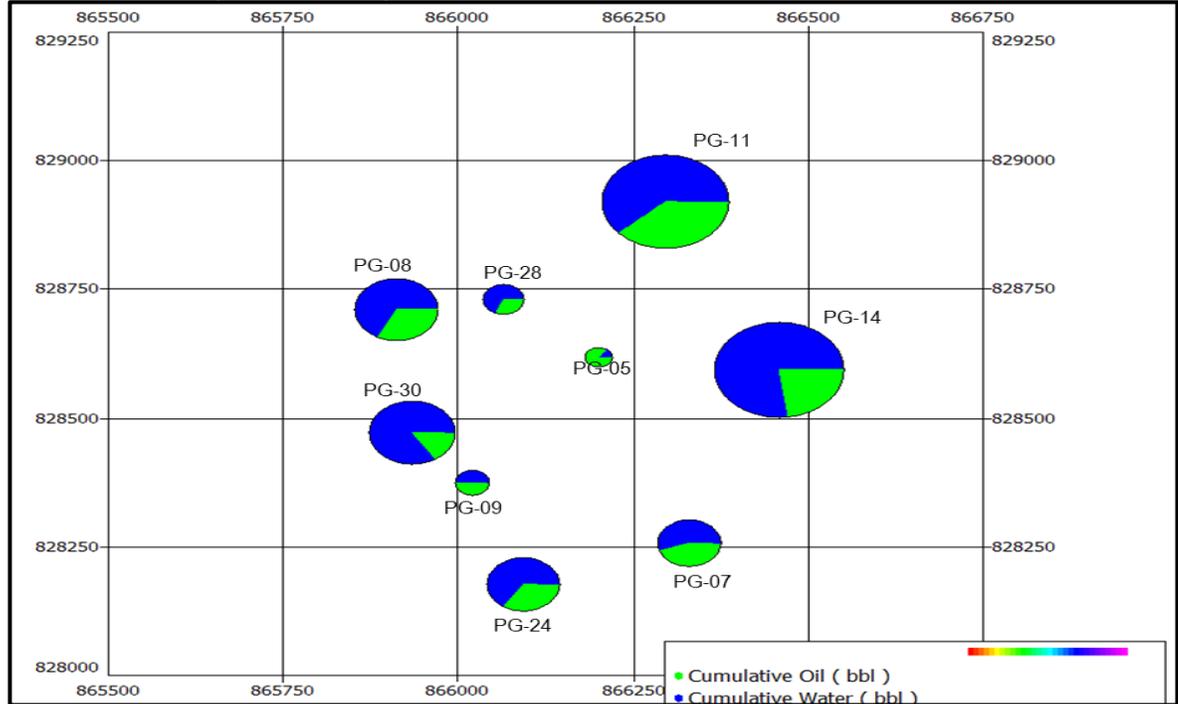
**Gráfica 17. Mapa de burbuja Patrón Santa Clara 11**



**Fuente:** Autores

De acuerdo con el mapa de burbuja del patrón Santa Clara 10 (Gráfica 16), los pozos con mayores acumulados de agua son los pozos SC-14DST, SC-2 y SC-2WST, este último tiene buen potencial de producción ya que se encuentra en una zona de pozos de alto rendimiento, los cuales tienen buena respuesta a la inyección del pozo SC-10. Del mapa de burbuja del pozo Santa Clara 11 (Gráfica 17) se puede observar que SC-16D Y SC-12 tienen los mayores acumulados de aceite así como SC-3 y SC-13H tienen los mayores acumulados de agua.

**Gráfica 18 Mapa de burbuja PG-34**



**Fuente:** Autores

Como se puede observar en el mapa de burbuja del patrón PG-34 (Gráfica 18), según el tamaño de las burbujas y el color de las mismas los pozos con mayor cantidad de fluidos acumulados son PG-11 y PG-14. Los pozos PG-07, PG-09 y PG-28 tienen poca producción de fluidos, lo que indica que estos pozos tienen buen potencial para explotar. De este mapa se puede observar tres zonas de rendimiento: la parte Nor-Este es de alto rendimiento, la parte oeste de medio rendimiento y la parte sur de bajo rendimiento.

### 3.2 GRÁFICOS CREADOS A NIVEL POZO

En esta sección, gracias a la evaluación propuesta en la metodología, se podrán plantear acciones específicas de acuerdo al análisis individual de cada pozo inyector y productor activo. Se analizarán las gráficas de cada pozo activo de comportamiento WOR/GOR/WCUT Vs tiempo,  $Q_o$  real/ $Q_o$  Teórico/ $Q_o$  promedio patrón Vs tiempo y curvas de CHAN.

En la Tabla 25 se resumen los patrones de inyección a analizar y los pozos afectados en cada uno. Los pozos resaltados con color amarillo hacen parte de su respectivo patrón pero estuvieron inactivos durante el periodo de estudio.

**Tabla 25.** Resumen de pozos afectados por los diferentes patrones de inyección

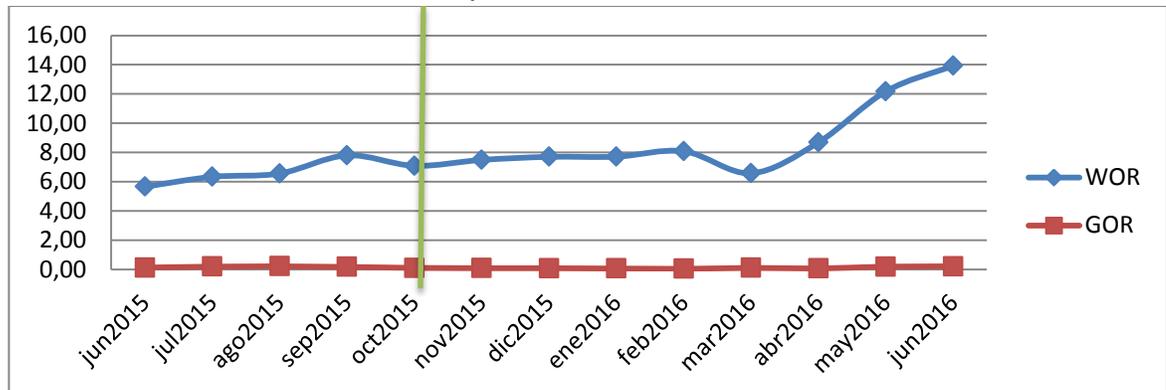
INYECCIÓN DE AGUA				POLÍMEROS		
PATRÓN SC-10		PATRÓN SC-11		PATRÓN PG-34		
Inyector	SC-10	Inyector	SC-11	Inyector	PG-34	
Productor	SC-02	Productor	SC-12	Productor	1era línea	PG-05
	SC-WT2ST		SC-03		PG-07	
	SC-14DST		SC-13H		PG-08	
	SC-01		SC-05		PG-09	
	SC-17ST		SC-16D		PG-24	
	SC-12		SC-18		PG-28	
		2da línea	PAL-03HST	PG-30		
			PAL-04H	2da línea	PG-11	
			PAL-15D		PG-14	

### 3.2.1 Pozos productores del patrón SC-10

Todos los pozos del patrón SC-10 activos tienen una baja producción de gas, por lo tanto los análisis en este punto se basaran básicamente en el comportamiento del WOR y WCUT, además es necesario un análisis detallado de las curvas de CHAN debido a que el comportamiento de estos parámetros puede estar afectado por muchas variables a la vez.

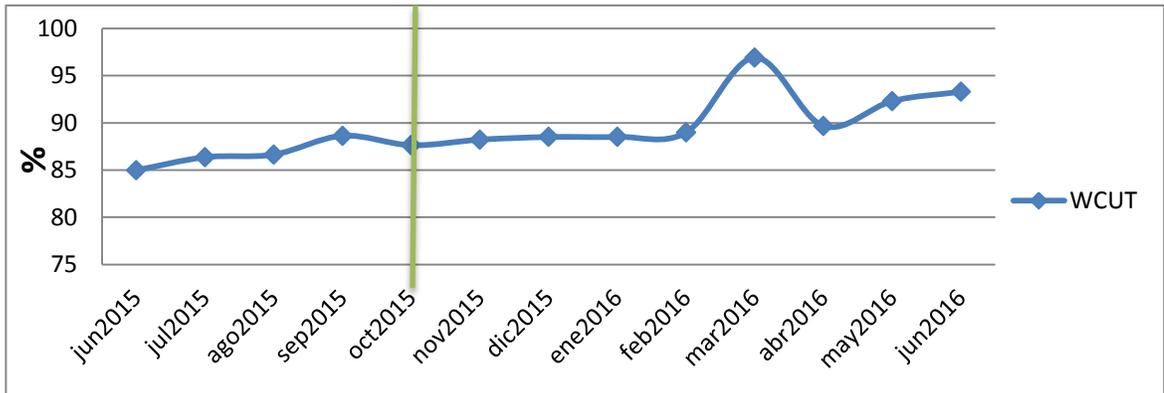
#### 3.2.1.1 SC-02

**Gráfica 19.** WOR, GOR vs Tiempo **SC-02**



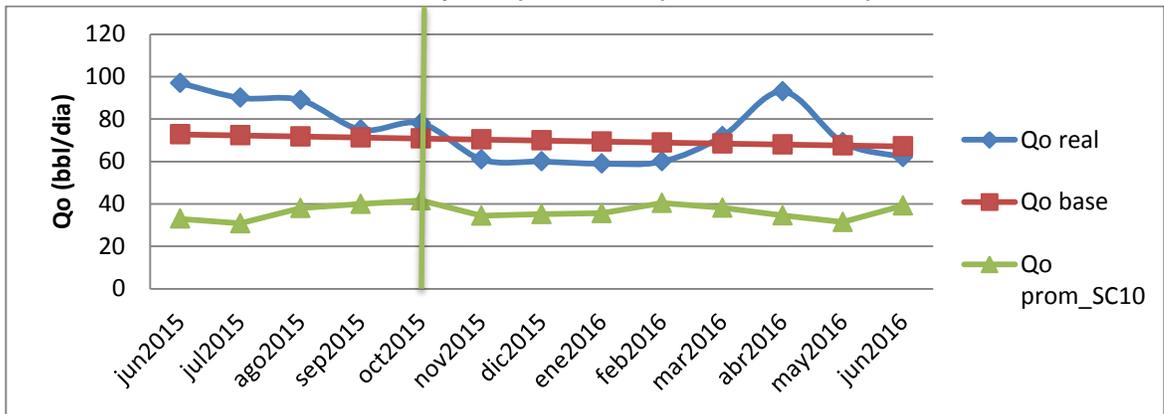
Fuente: Autores

**Gráfica 20. WCUT vs Tiempo SC-02**



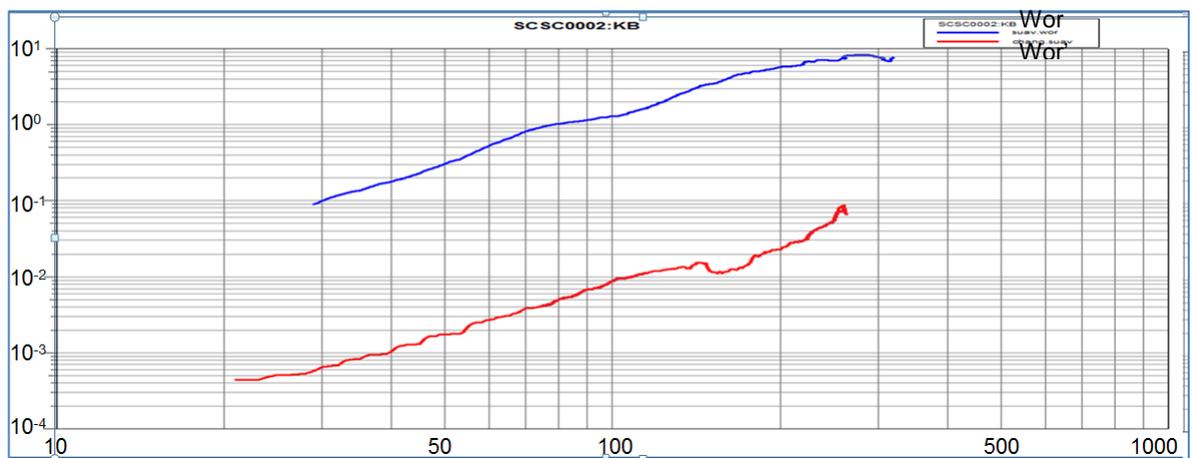
Fuente: Autores

**Gráfica 21. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo SC-02**



Fuente: Autores

**Gráfica 22. Curva de CHAN Pozo SC-02**



Fuente: Autores

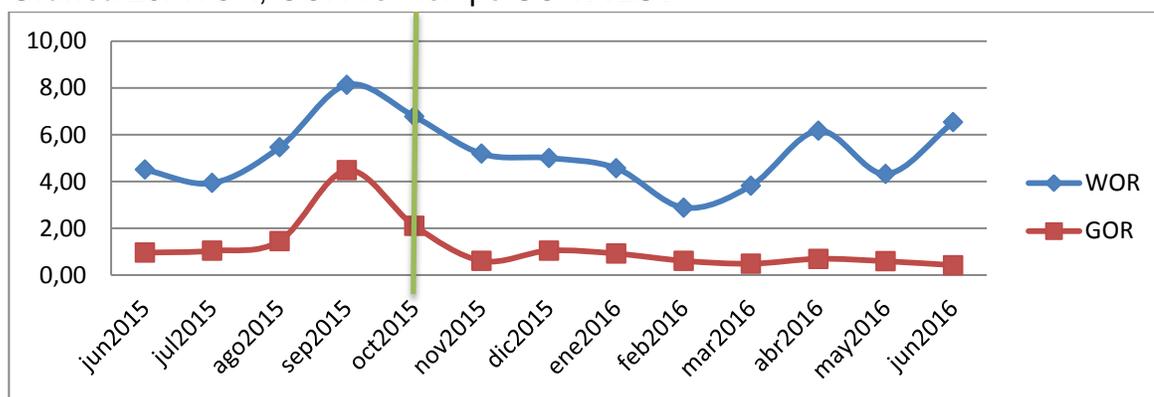
El pozo SC-02 tiene un sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP)<sup>28</sup>, a fecha de junio-2016, el pozo presenta una pérdida de producción respecto a la línea base de aproximadamente de 6 BOPD (Gráfica 21), sin embargo se observa un fuerte aumento de la sumergencia de 340 ft a 720 ft en el mes de marzo, lo cual hace inferir un beneficio por la inyección del patrón SC-10. Aun cuando se hizo optimización en febrero del 2016 no se observa mejoría de producción de petróleo y se requiere continuar con la optimización de SLA, aumentando la extracción hasta mantener las sumergencias que se traían antes de iniciar la inyección las cuales a la fecha se mantienen bajas.

La relación WOR y WCUT se mantiene ligeramente constante los primeros 4 meses a partir de la inyección, hasta febrero donde se notó un cambio en la pendiente e incremento el WOR y WCUT, esto debido a una disminución en la producción de aceite o a que el rompimiento del agua en este pozo está cerca.

La curva de Chan de comportamiento de WOR y su derivada WOR' (ver Gráfica 22), muestra que hay un incremento en la producción de agua y disminución de aceite reflejándose en el aumento del WOR y su derivada WOR', indicando una posible canalización de agua, digitación ó un caso de barrido normal por su semejanza en el comportamiento con la Figura 27.

### 3.2.1.2 SC-WT2ST

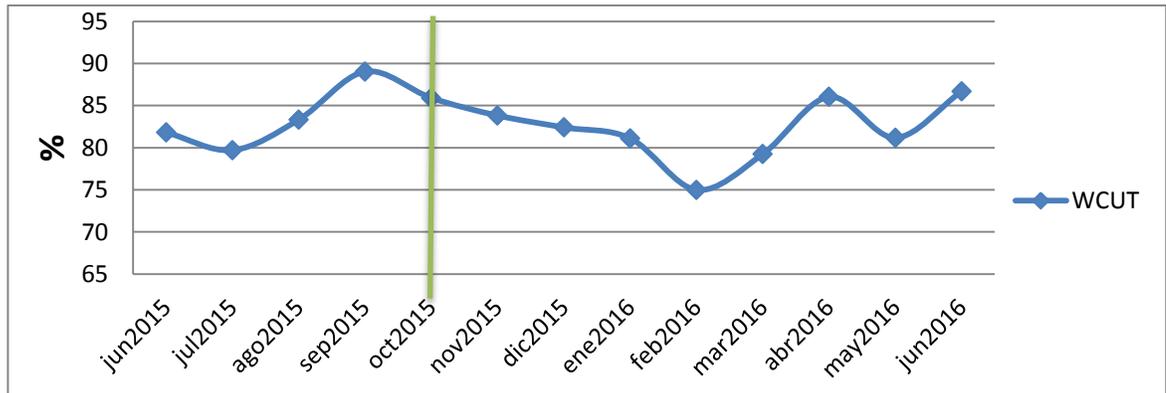
**Gráfica 23. WOR, GOR vs Tiempo SC-WT2ST**



Fuente: Autores

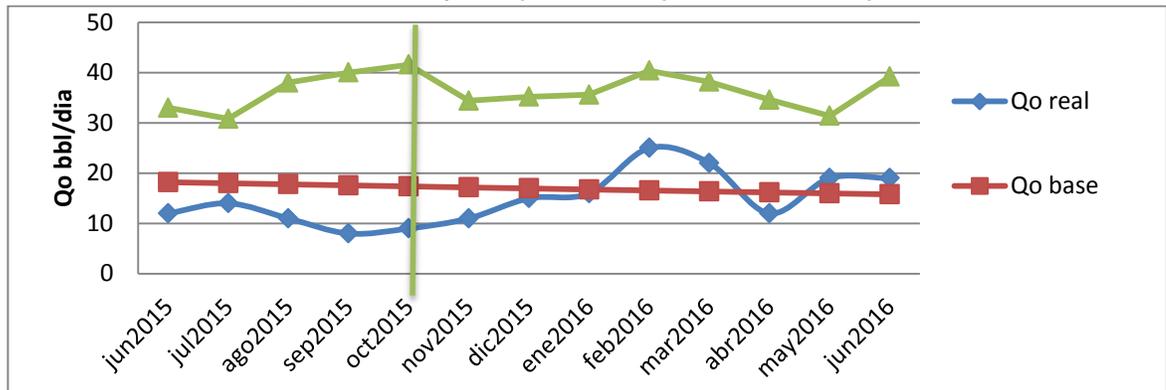
<sup>28</sup> PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS ECOPETROL S.A: Formato Reporte de Dinagramas y Sonologs. Neiva-Campo Dina. 2015.

**Gráfica 24. WCUT vs Tiempo SC-WT2ST**



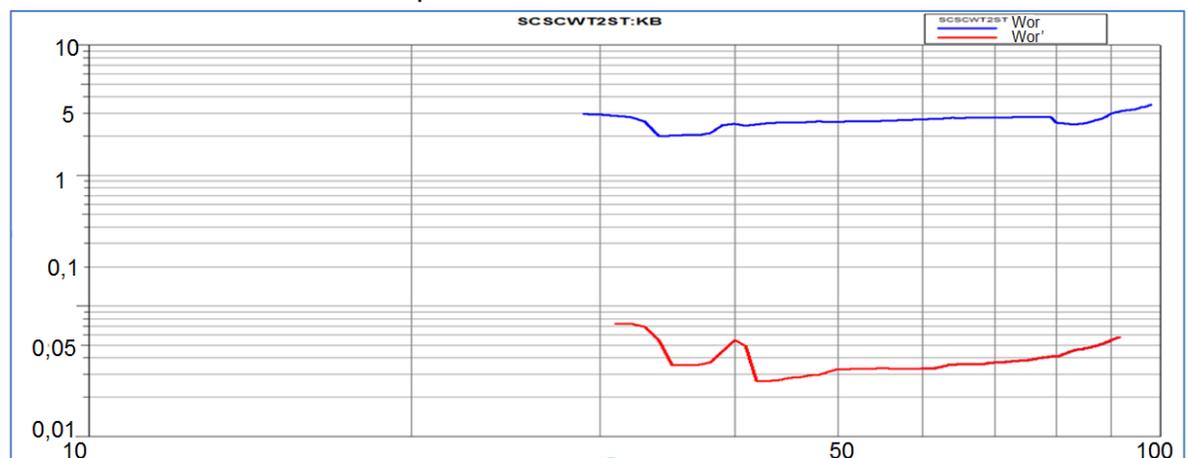
Fuente: Autores

**Gráfica 25. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo SC-WT2ST**



Fuente: Autores

**Gráfica 26. Curva de CHAN pozo SC-WT2ST**



Fuente: Autores

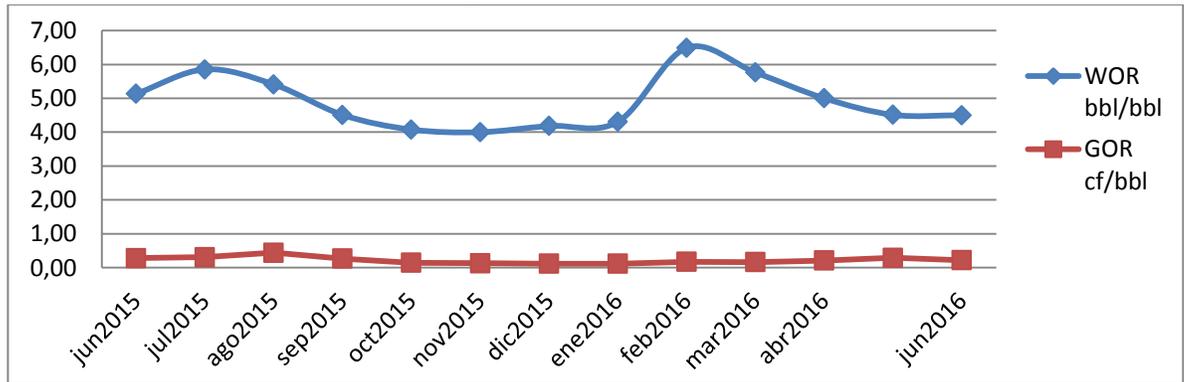
El pozo SC-WT2ST tiene un sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP), a fecha de junio-2016 el pozo presenta una pérdida de producción respecto a la línea base de aproximadamente 2 BOPD, de acuerdo a la Gráfica 25, se puede notar que este pozo es de bajo potencial debido a que su producción de petróleo está por debajo respecto a la del promedio del patrón.

El WOR y CUT a partir de inyección estuvo en leve disminución, debido al aumento en la producción de aceite, pero a partir del mes de febrero se mantiene en aumento debido a que se puede estar acercando a la etapa de llenado (ver Gráfica 23 y Gráfica 24)

Con respecto al comportamiento de CHAN, se establece que hay un desplazamiento normal en el avance siendo este comportamiento similar al de la Figura 27.

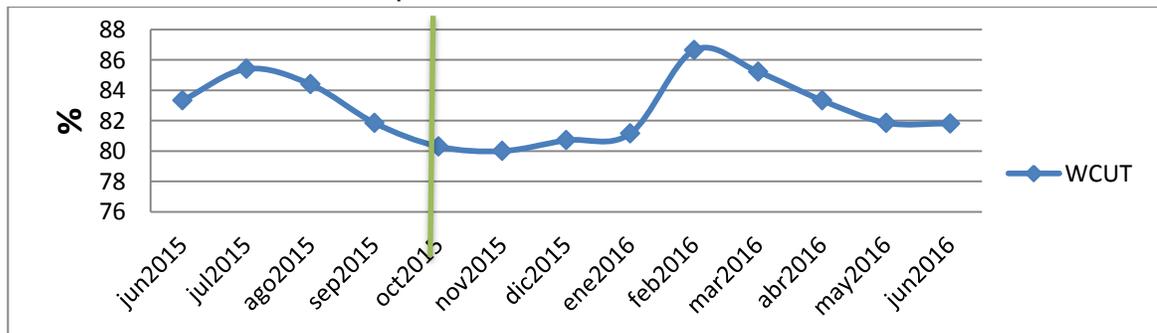
### 3.2.1.3 SC-14DST

**Gráfica 27. WOR, GOR vs Tiempo SC-14DST**



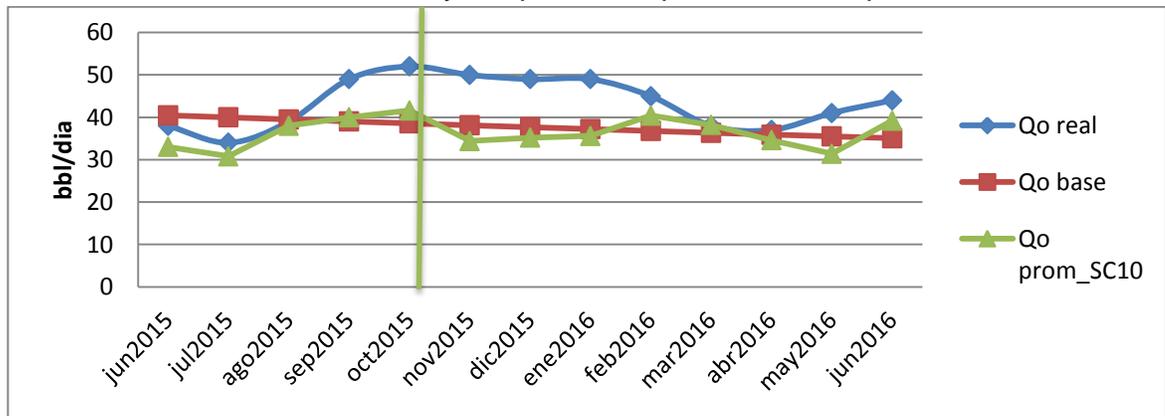
Fuente: Autores

**Gráfica 28. WCUT vs Tiempo SC-14DST**



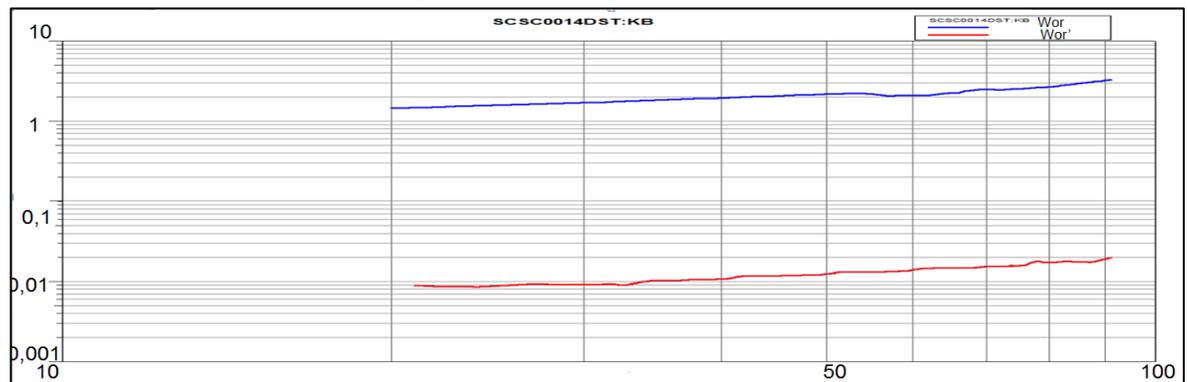
Fuente: Autores

**Gráfica 29.** Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo **SC-14DST**



Fuente: Autores

**Gráfica 30.** Curva de CHAN pozo **SC-14DST**



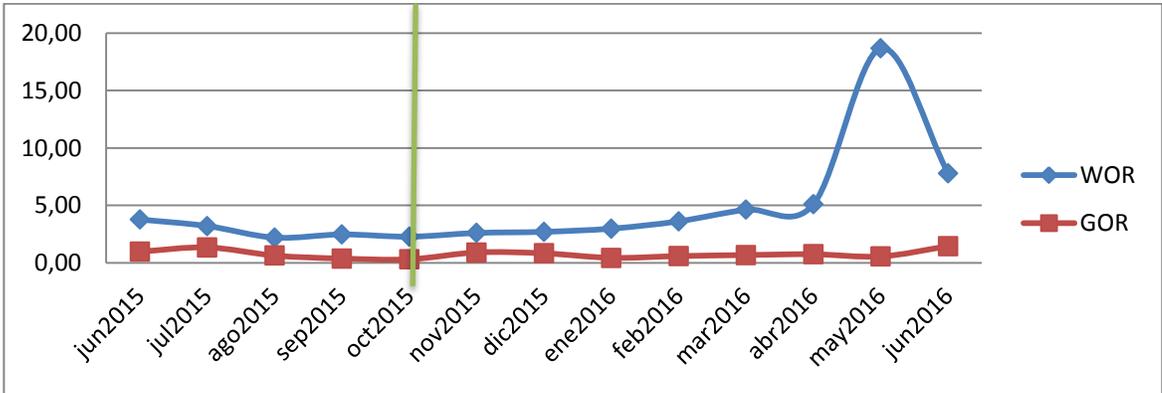
Fuente: Autores

El pozo SC-14DST tiene un sistema de levantamiento por PCP, y se puede notar gracias a la Gráfica 29 que ha tenido un incremento notable en la producción de aceite a partir del mes de agosto del 2015, a fecha de junio del 2016 el pozo presenta una ganancia de producción respecto a la línea base.

El comportamiento del WOR y WCUT según Gráfica 27 y Gráfica 28 respectivamente, muestran un comportamiento ligeramente constante por lo que no se puede concluir si se está alcanzando la etapa de llenado o no, la gráfica de CHAN muestra un comportamiento de barrido normal ( ver Gráfica 30).

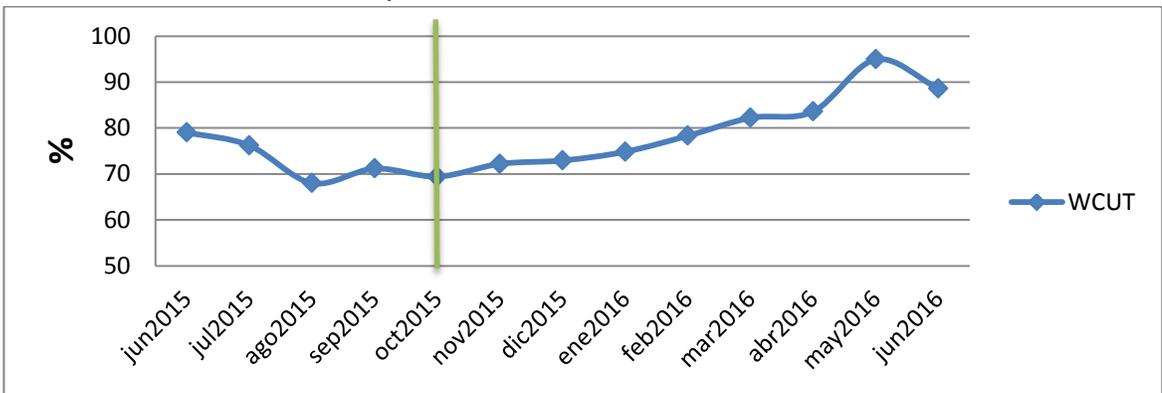
3.2.1.4 SC-17ST

**Gráfica 31. WOR, GOR Vs tiempo SC-17ST**



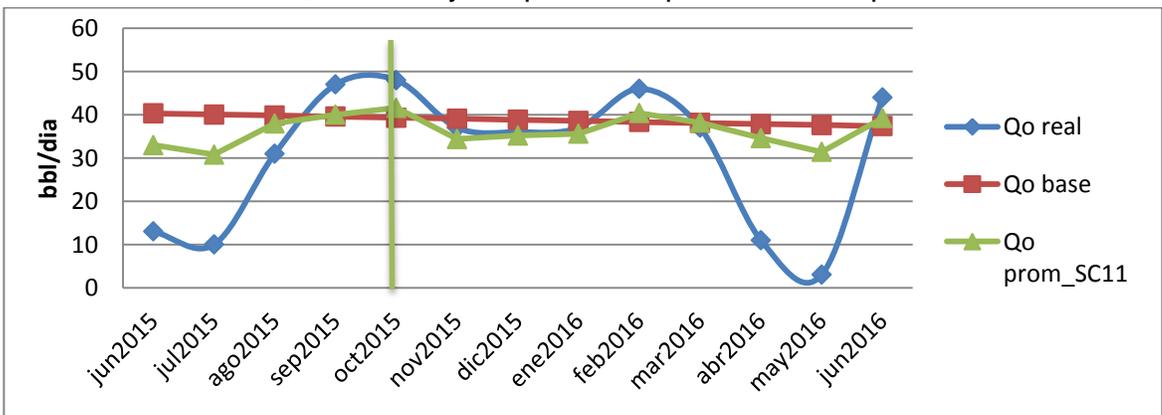
Fuente: Autores

**Gráfica 32. WCUT Vs tiempo SC-17ST**



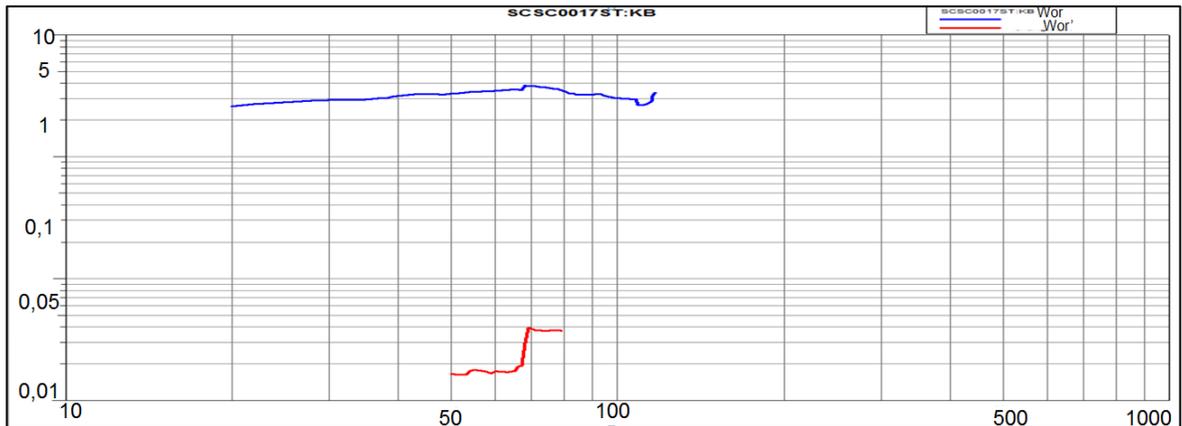
Fuente: Autores

**Gráfica 33. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo SC-17ST**



Fuente: Autores

**Gráfica 34. Curva de Chan SC-17ST**



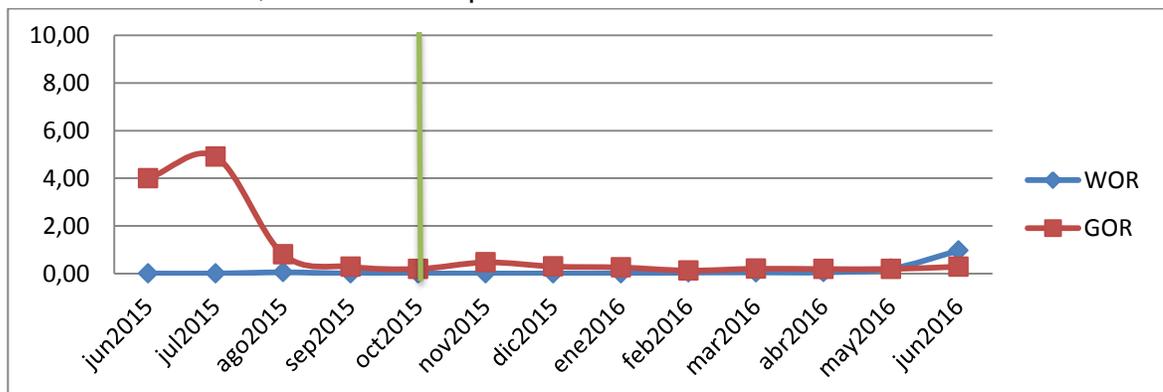
**Fuente:** Autores

El pozo SC-17ST tiene un sistema de levantamiento por Bombeo mecánico, a este pozo se le hizo optimización de levantamiento pero no obtuvo muy buena respuesta, su producción cayó en los meses de abril y mayo, a fecha de junio-2016 el pozo presentó un incremento en la producción con una ganancia de respecto a la línea base de aproximadamente de 7 BOPD (ver Gráfica 33).

El WOR y WCUT han venido en constante aumento como respuesta a la inyección de agua evidenciando que se acerca la etapa de llenado como lo indican la Gráfica 31 y Gráfica 32, con respecto a la gráfica de CHAN no se puede afirmar algún comportamiento típico de estas curvas, por lo tanto es necesario seguir un constante monitoreo en el pozo para identificar algún problema (ver Gráfica 34).

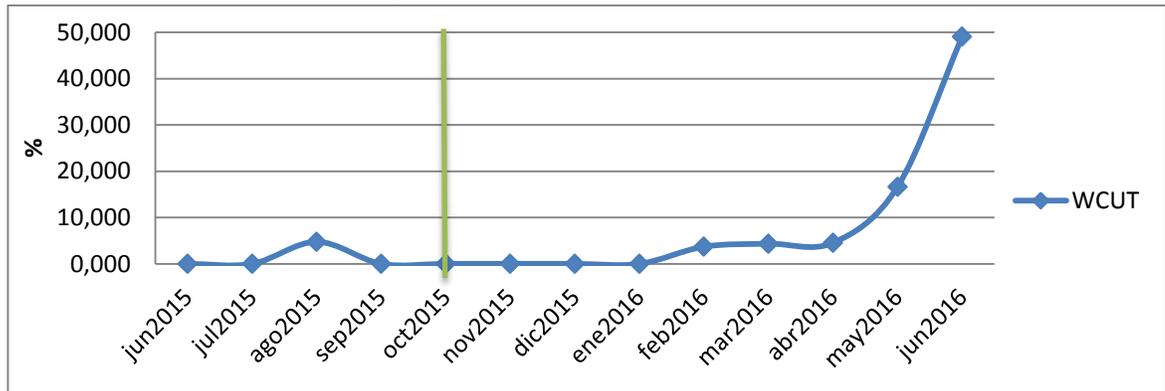
### 3.2.1.5 SC-12

**Gráfica 35. WOR, GOR vs Tiempo SC-12**



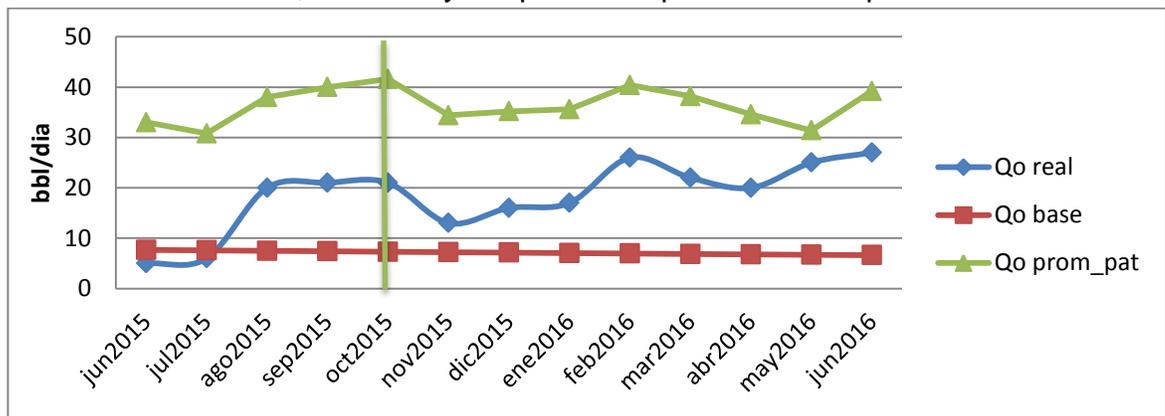
**Fuente:** Autores

**Gráfica 36. WCUT vs Tiempo SC-12**



Fuente: Autores

**Gráfica 37. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo SC-12**



Fuente: Autores

El pozo SC-12 tiene un sistema de levantamiento por BM (Bombeo mecánico), este pozo en particular está influenciado por los pozos inyectores SC-10 y SC-11, esto se ve reflejado a la fecha de junio 2016 con una ganancia en la producción de aceite de +20 BOPD con respecto a la línea base (ver Gráfica 33).

El comportamiento de WOR y WCUT en este pozo es particular (ver Gráfica 31 y Gráfica 32) ya que a diferencia de los demás posee muy poca producción de agua, aunque el último mes evidencia un cambio abrupto en el corte de agua considerando que se puede estar acercando la etapa de llenado.

Según CHAN<sup>29</sup>, para este pozo la Curva de CHAN no es válida, debido a que el pozo tiene poca producción de agua (< 70%).

<sup>29</sup> CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22 25 October, Dallas, Texas. 1995.

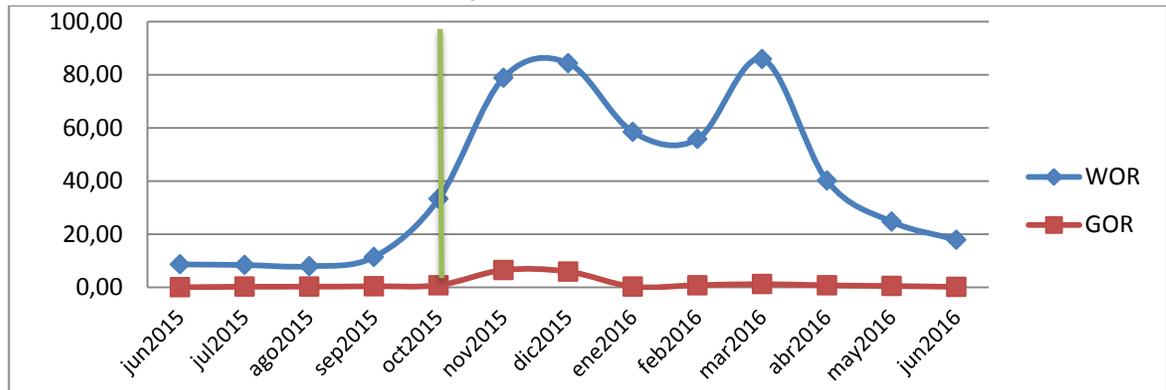
### 3.2.2 Pozos productores del patrón SC-11

#### 3.2.2.1 SC-12

Este pozo se analizó en el numeral 3.2.1.5

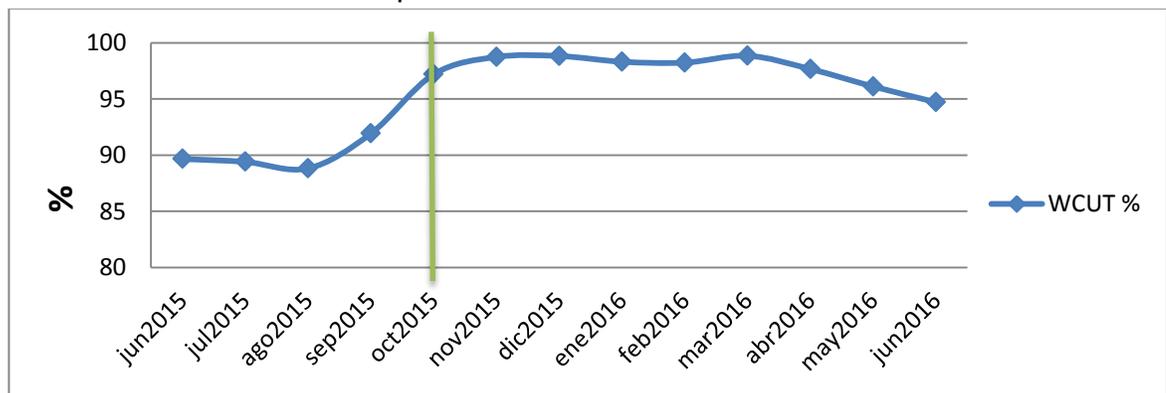
#### 3.2.2.2 SC-03

**Gráfica 38. WOR, GOR vs Tiempo SC-03**



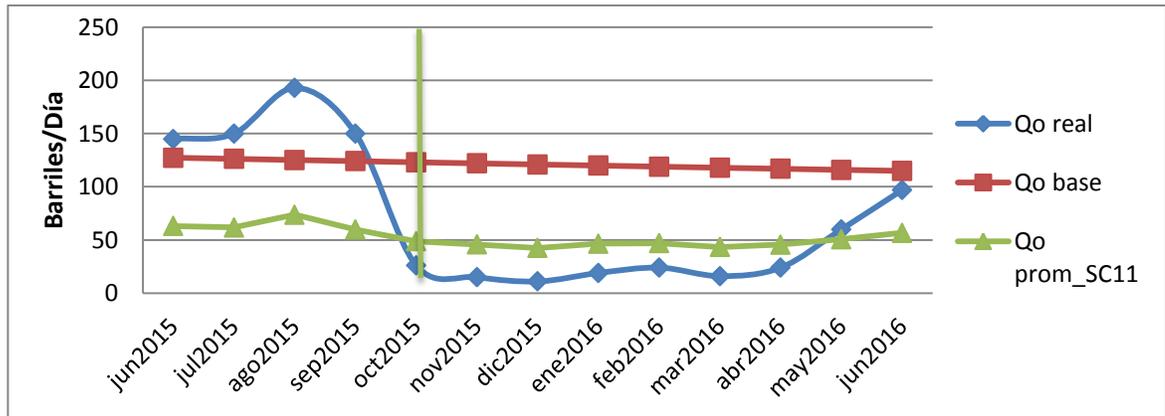
Fuente: Autores

**Gráfica 39. WCUT vs Tiempo SC-03**



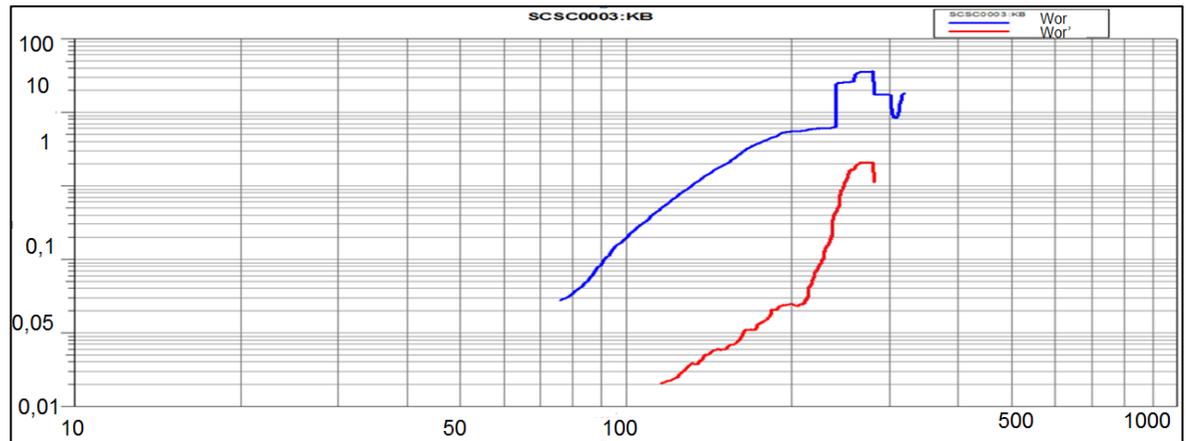
Fuente: Autores

**Gráfica 40. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo SC-02**



Fuente: Autores

**Gráfica 41. Curva de CHAN pozo SC-03**



Fuente: Autores

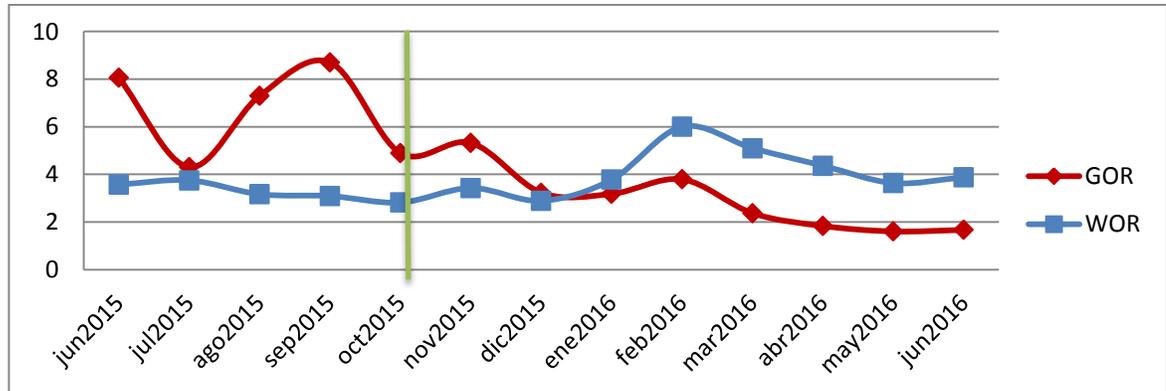
Según el formato de Reporte de Dinagramas y Sonologs realizado por ECOPETROL S.A.<sup>30</sup>, el pozo SC-03 tiene un sistema de levantamiento por BM (Bombeo mecánico), este pozo presentaba un potencial de producción de 180 BOPD en Septiembre de 2015, en Octubre 5 de 2015 presentó falla del equipo de fondo (BM). Aun cuando rápidamente se le realizó servicio y se reactivó el 11 de Octubre de 2016, no se recuperó el potencial del pozo y quedó produciendo tasas inferiores a 15 BOPD y el bsw se incrementó del 90 al 98%. El 24 de Diciembre se realizó estimulación química al pozo, sin embargo aún no recupera su potencial al estar limitado en capacidad de extracción con el equipo de fondo actual, por lo cual se cambió el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a BES (Bomba electro sumergible) el 11 de abril 2016, ha mejorado la extracción viéndose reflejado en los últimos meses evidenciado en la Gráfica 40 incrementando su

<sup>30</sup> PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS ECO PETROL S.A: Formato Reporte de Dinagramas y Sonologs. Neiva-Campo Dina. 2015.

producción. En la gráfica de Chan se puede observar que había un comportamiento normal hasta el fallo (ver Grafica 41), se debe seguir monitoreando esta gráfica con el fin de diagnosticar el futuro comportamiento que se presente con el nuevo sistema de levantamiento.

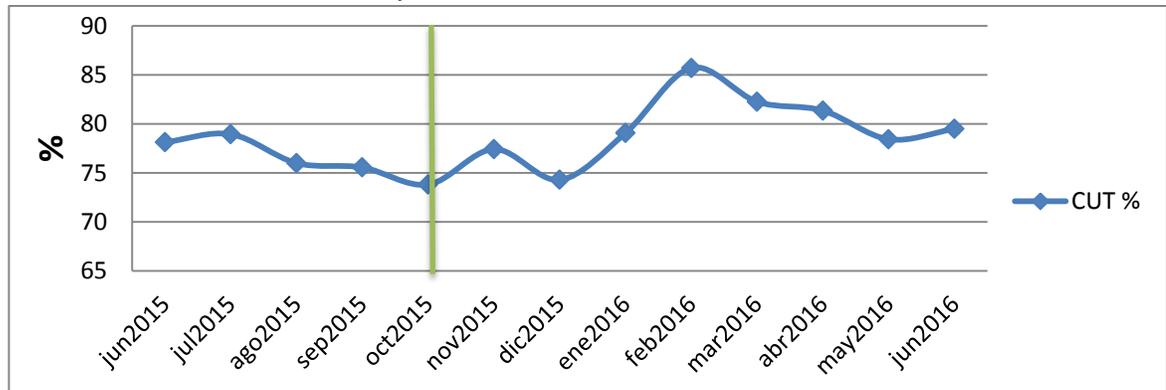
### 3.2.2.3 SC-05

**Gráfica 42. WOR, GOR vs Tiempo SC-05**



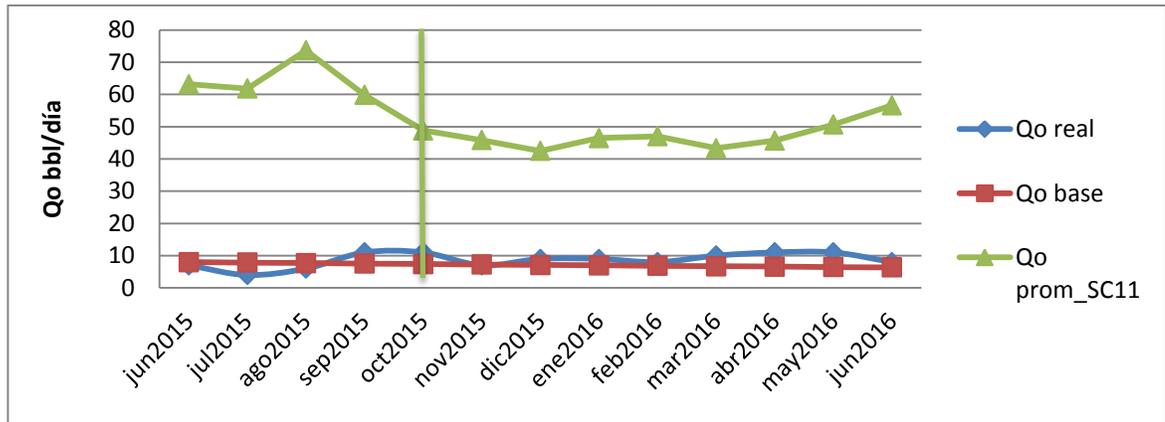
Fuente: Autores

**Gráfica 43. WCUT vs Tiempo SC-05**



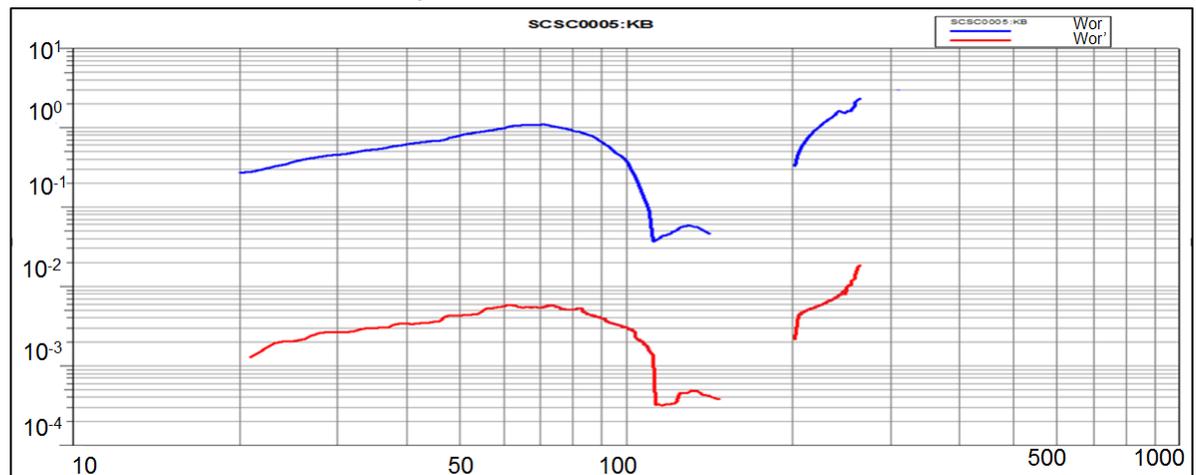
Fuente: Autores

**Gráfica 44. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo SC-05**



Fuente: Autores

**Gráfica 45. Curva de CHAN pozo SC-05**



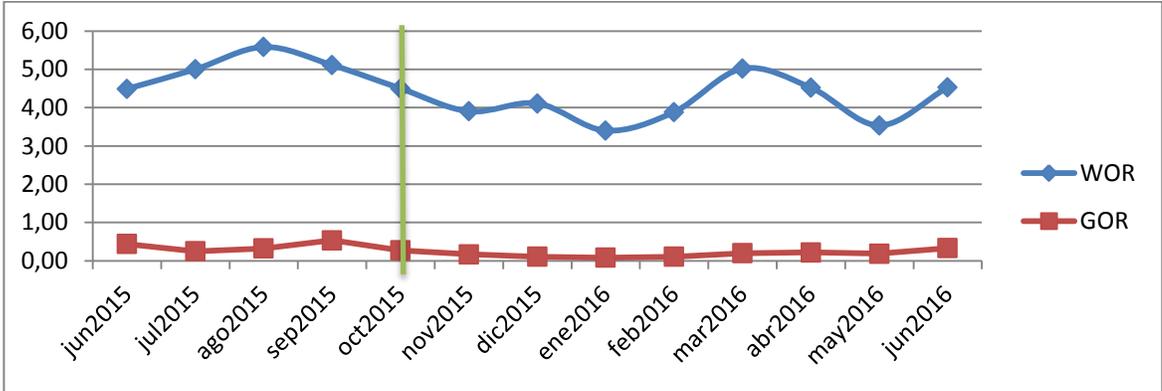
Fuente: Autores

El pozo SC-05 tiene un sistema de levantamiento por PCP (bombeo por cavidades progresivas), el pozo no presenta cambios significativos con la inyección de agua. La tendencia de producción de fluidos en los últimos 3 meses ha sido estable, a la fecha de junio 2016 con una ganancia en la producción aproximada de aceite de 3 BOPD, este pozo es considerado como de baja productividad debido a su producción de petróleo con respecto a la del promedio del patrón (ver Gráfica 44).

La gráfica de CHAN (Gráfica 45), se evidencia que al principio la producción tuvo un desplazamiento normal (Figura 27), y los últimos meses se puede estar evidenciando una posible canalización (Figura 26) por lo cual se recomienda tener este pozo bajo estricta vigilancia.

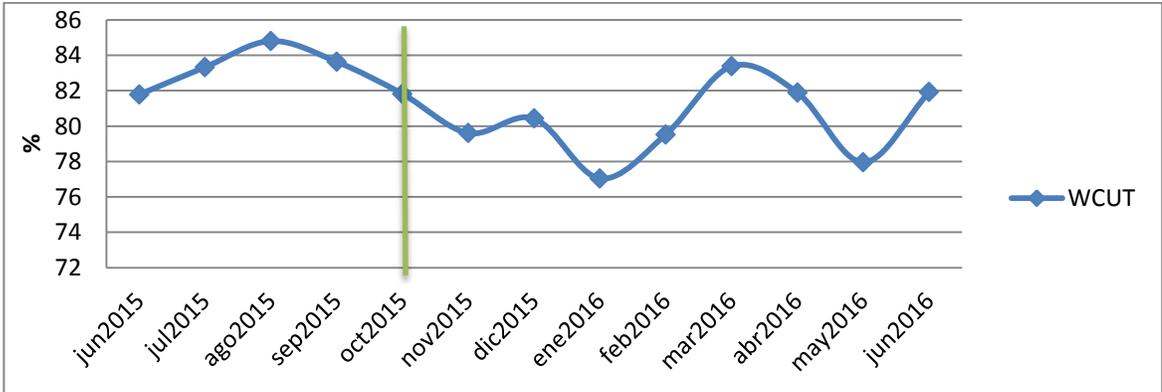
3.2.2.4 SC-16D

**Gráfica 46. WOR, GOR vs Tiempo SC-16D**



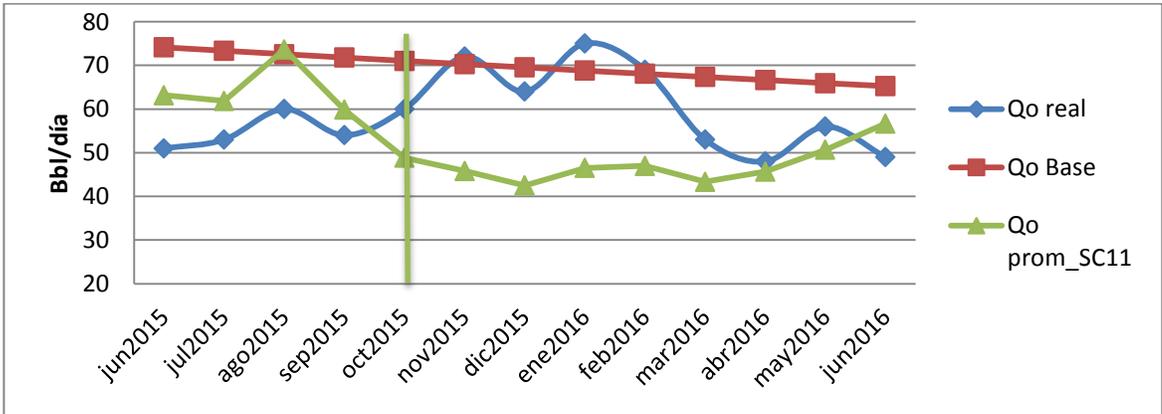
Fuente: Autores

**Gráfica 47. WCUT vs Tiempo SC-16D**



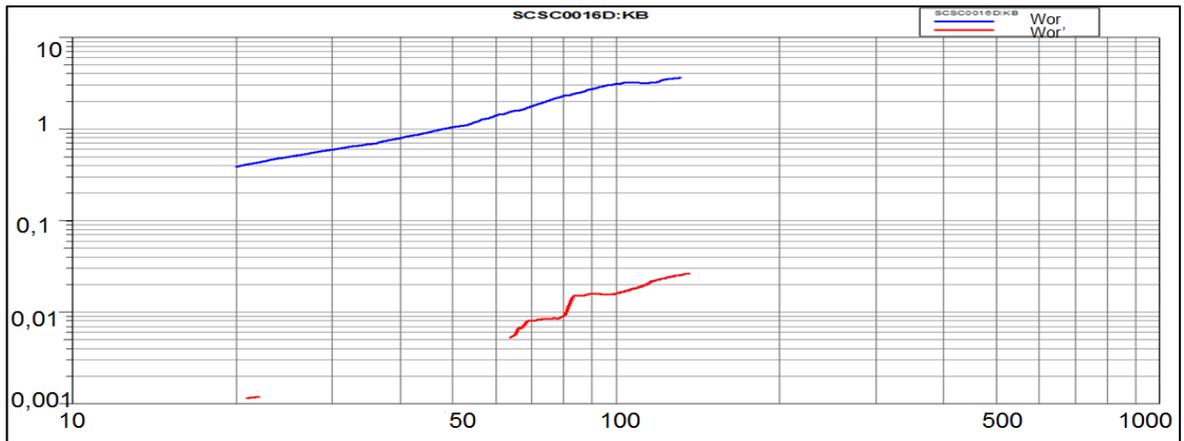
Fuente: Autores

**Gráfica 48. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo SC-16D**



Fuente: Autores

**Gráfica 49. Curva de CHAN pozo SC-16D**



**Fuente:** Autores

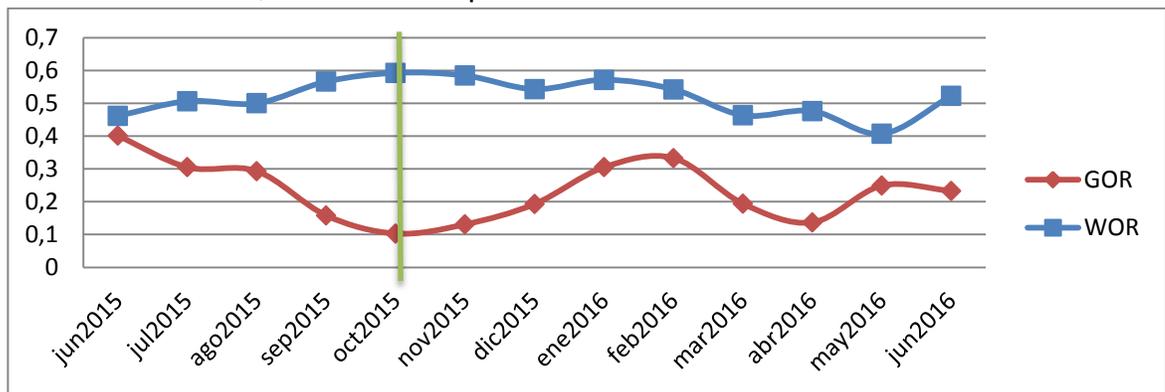
El pozo SC-16D tiene un sistema de levantamiento por BM (Bombeo mecánico), aunque es un pozo con gran potencial, la producción de aceite en este pozo ha venido disminuyendo en los últimos meses.

Con respecto a la Gráfica 46 y Gráfica 47 el comportamiento del WOR Y WCUT se ha mantenido constante por lo tanto no se puede confirmar todavía el efecto de la inyección.

Según La gráfica de CHAN (Gráfica 49) el pozo tiene un comportamiento de desplazamiento normal.

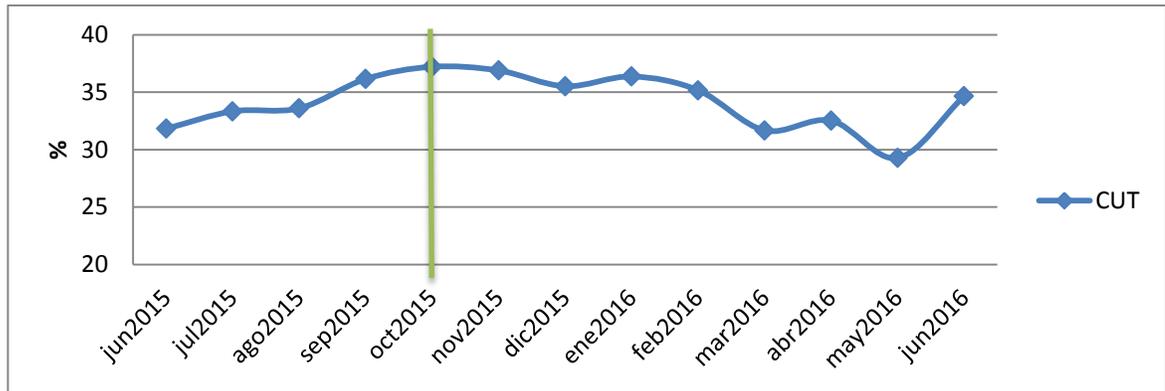
### 3.2.2.5 PAL-3HTH

**Gráfica 50. WOR, GOR vs Tiempo PAL-3HTH**



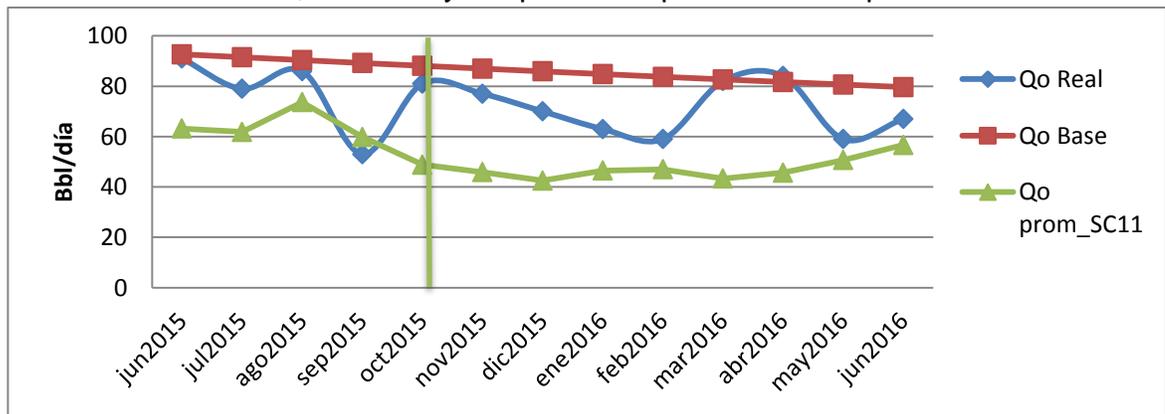
**Fuente:** Autores

**Gráfica 51. WCUT vs Tiempo PAL-3HTH**



Fuente: Autores

**Gráfica 52. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo PAL-3HTH**



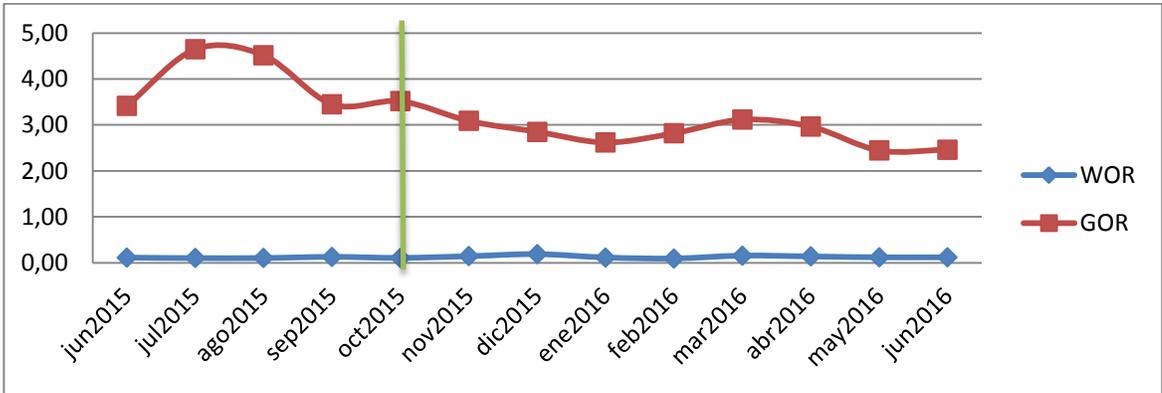
Fuente: Autores

El pozo PAL-3HTH tiene un sistema de levantamiento por PCP (bombeo por cavidades progresivas), el pozo ha tenido una producción de aceite variable.

El comportamiento de WOR y WCUT se ha mantenido ligeramente constante y es considerado un pozo con poca producción de agua <50% (ver Gráfica 51), debido al criterio de aplicabilidad de la gráfica de CHAN en pozos productores, el cual refiere un corte de agua mayor al 60%, no se puede realizar un análisis certero acerca de esta gráfica.

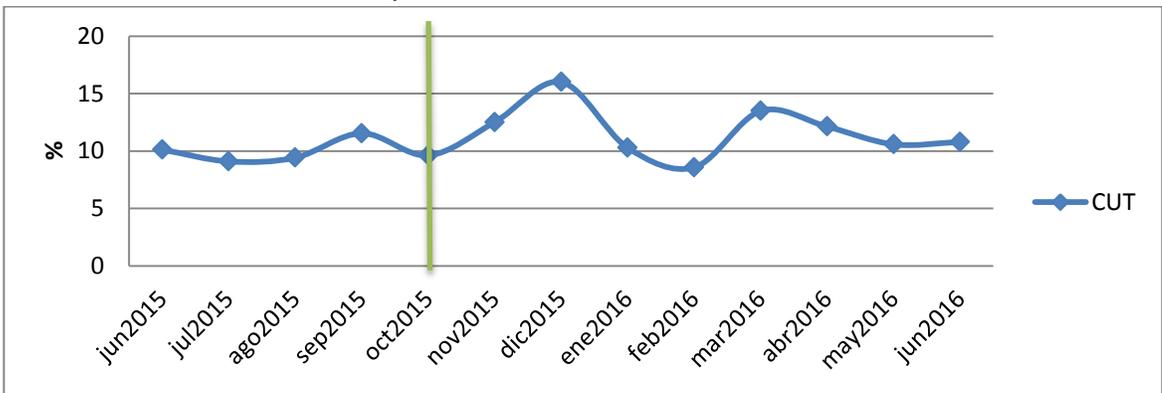
3.2.2.6 PAL-4H

**Gráfica 53. WOR, GOR vs Tiempo PAL-4H**



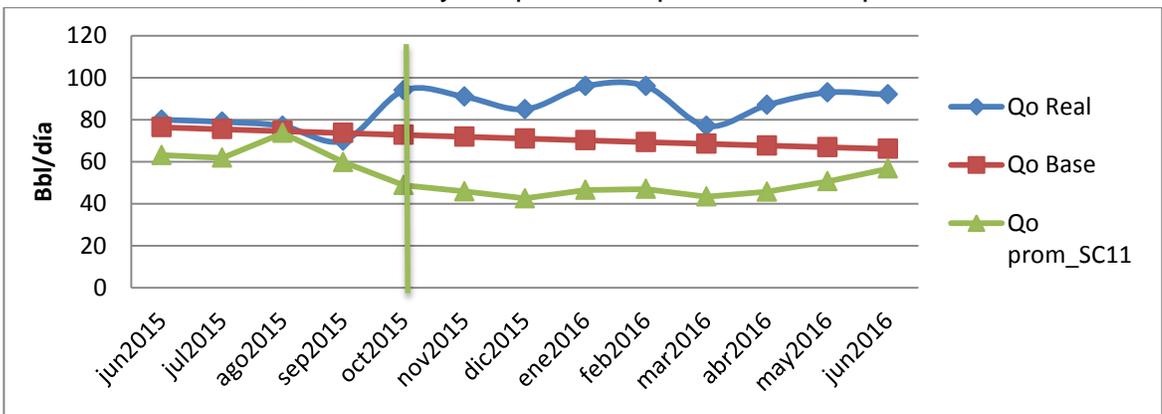
Fuente: Autores

**Gráfica 54. WCUT vs Tiempo PAL-4H**



Fuente: Autores

**Gráfica 55. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo PAL-4H**



Fuente: Autores

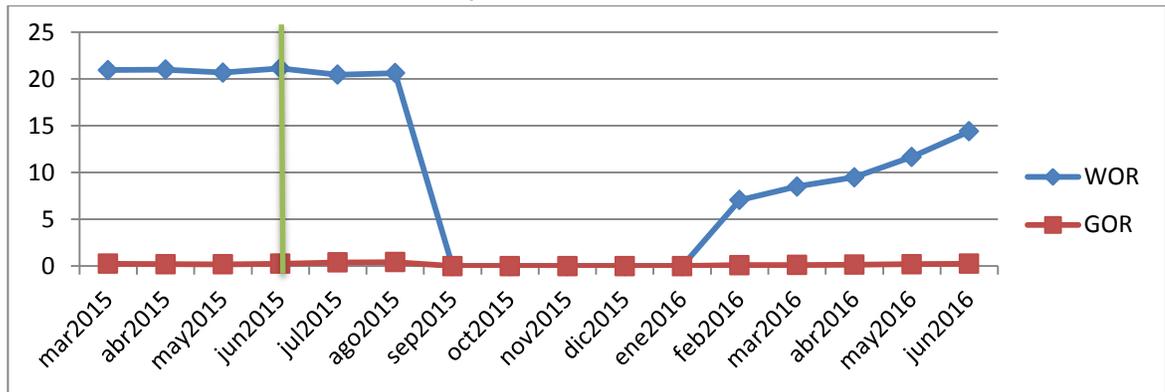
El pozo PAL-4H tiene un sistema de levantamiento por BM (Bombeo mecánico), el pozo a la fecha (junio-2016) presenta una ganancia en la producción de aceite de aproximadamente 25 BOPD respecto a la línea base, el pozo es de gran potencial ya que su producción está por encima de la del promedio del patrón y además está por encima de su curva de tendencia base (ver Gráfica 55).

La Gráfica 54 evidencia que este pozo es de muy poca productividad de agua WCUT<20%, por lo tanto la gráfica de Chan no puede ser muy útil en este caso.

### 3.2.3 Pozos productores del patrón PG-34

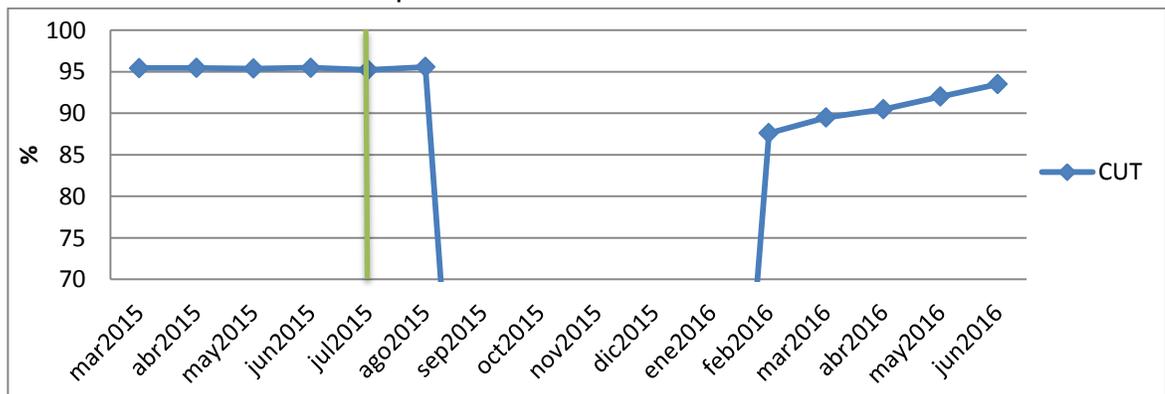
#### 3.2.3.1 PG-08

**Gráfica 56. WOR, GOR vs Tiempo PG-08**



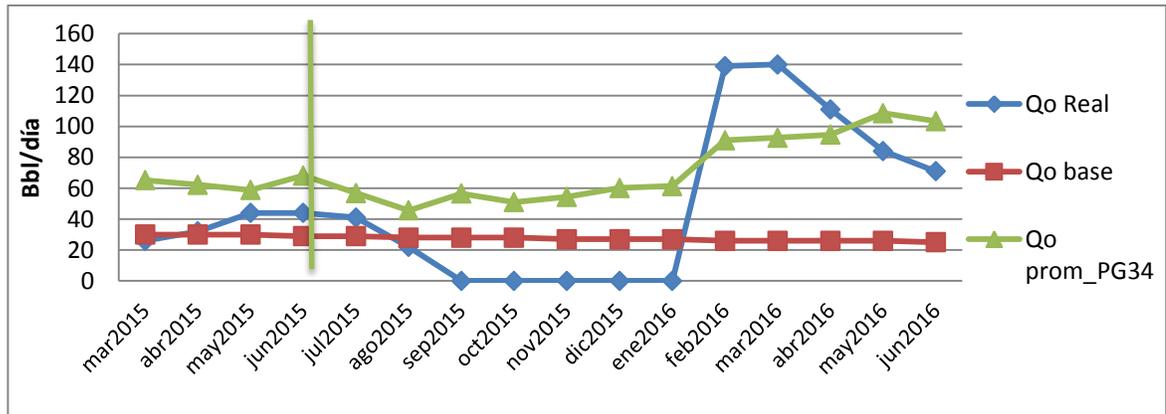
Fuente: Autores

**Gráfica 57. WCUT vs Tiempo PG-08**



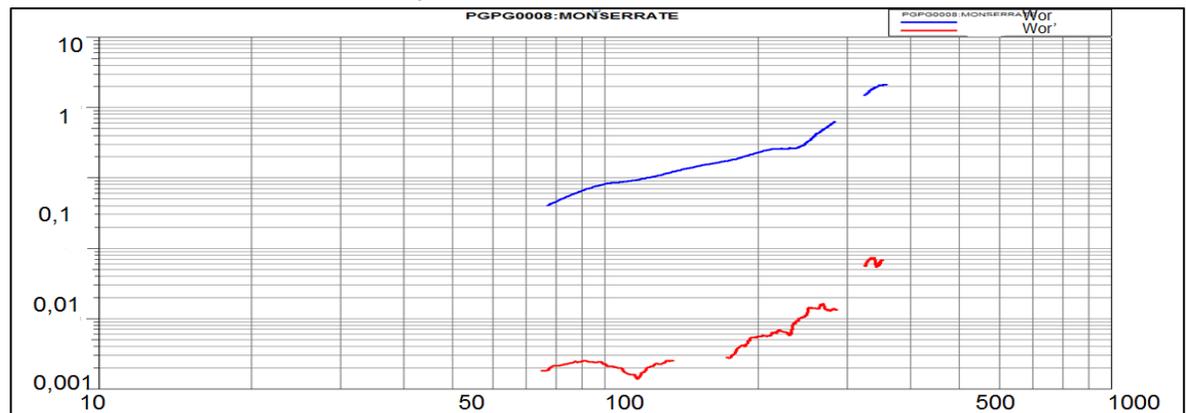
Fuente: Autores

**Gráfica 58. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo PG-08**



Fuente: Autores

**Gráfica 59. Curva de CHAN pozo PG-08**



Fuente: Autores

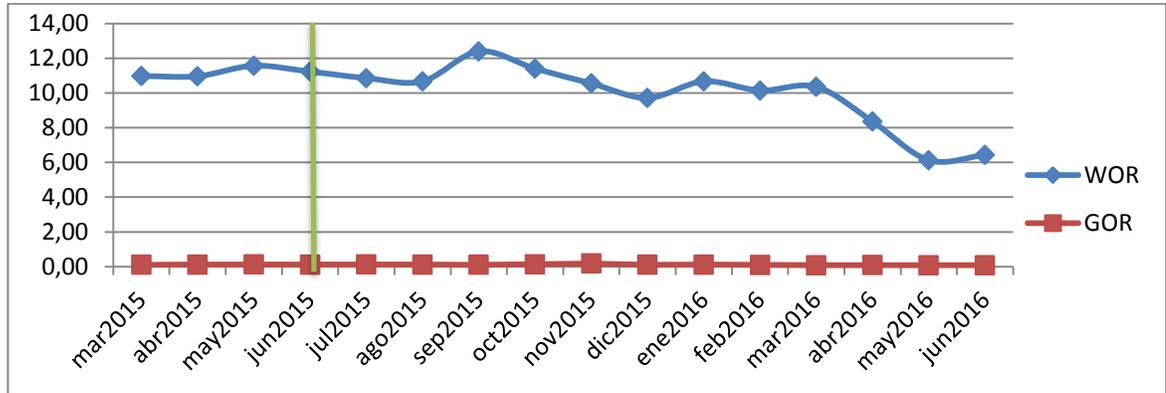
El pozo PG-08 tenía un sistema de levantamiento por bombeo mecánico y se cerró en octubre-2015, en febrero-2016 se cambió de sistema de levantamiento por BES (Bomba electro sumergible), el cual ha tenido un efecto favorable ya que a la fecha presenta una ganancia de aproximadamente +40 BOPD respecto a la línea base (ver Grafica 59)

No se puede afirmar si la ganancia de petróleo ha sido por la inyección de polímeros o por el cambio de sistema de levantamiento mencionado anteriormente, por lo tanto se le atribuye esta ganancia de producción de petróleo debido a la sumatoria de los dos casos mencionados anteriormente.

La gráfica de CHAN muestra un comportamiento de barrido normal del yacimiento aunque se notan pequeños espacios en la curva de derivada de WOR debido a los cambios de sistemas de levantamiento descritos anteriormente (ver Gráfica 59).

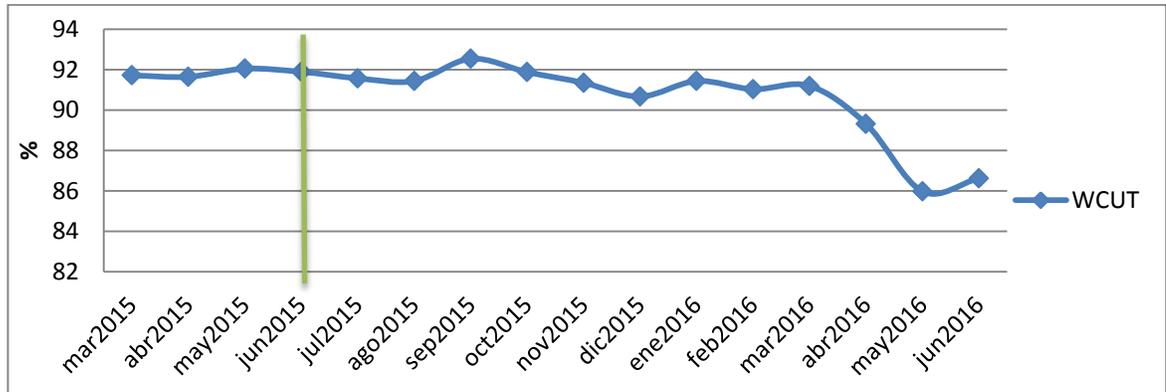
3.2.3.2 PG-11

**Gráfica 60. WOR, GOR vs Tiempo PG-11**



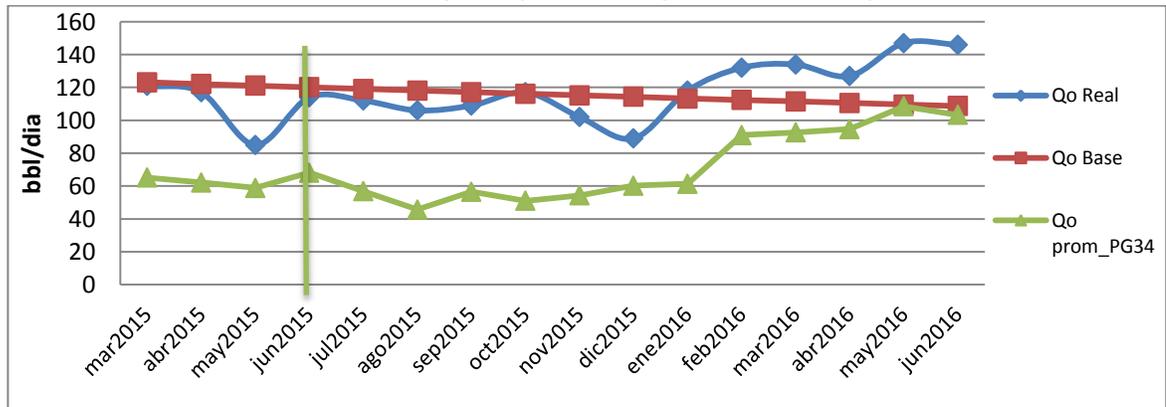
Fuente: Autores

**Gráfica 61. WCUT vs Tiempo PG-11**



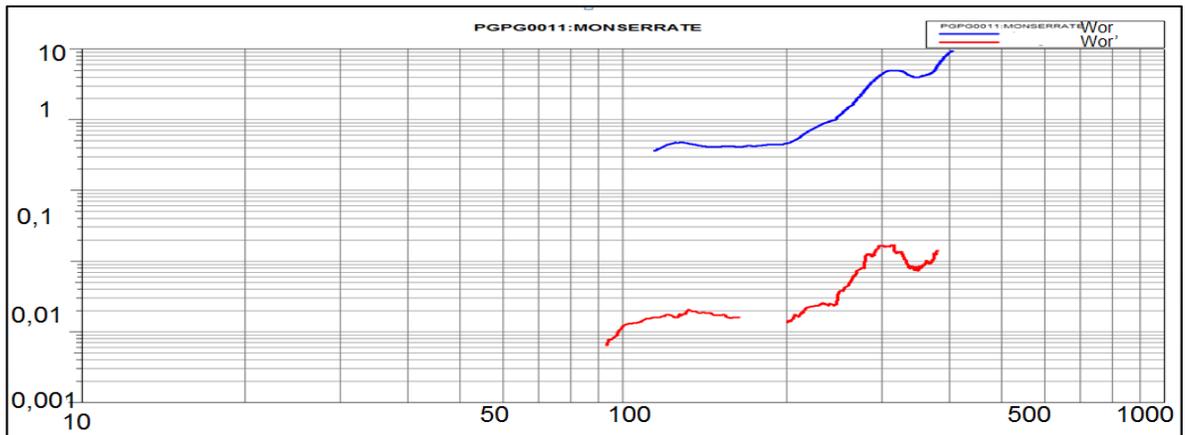
Fuente: Autores

**Gráfica 62. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo PG-11**



Fuente: Autores

**Gráfica 63. Curva de CHAN pozo PG-11**



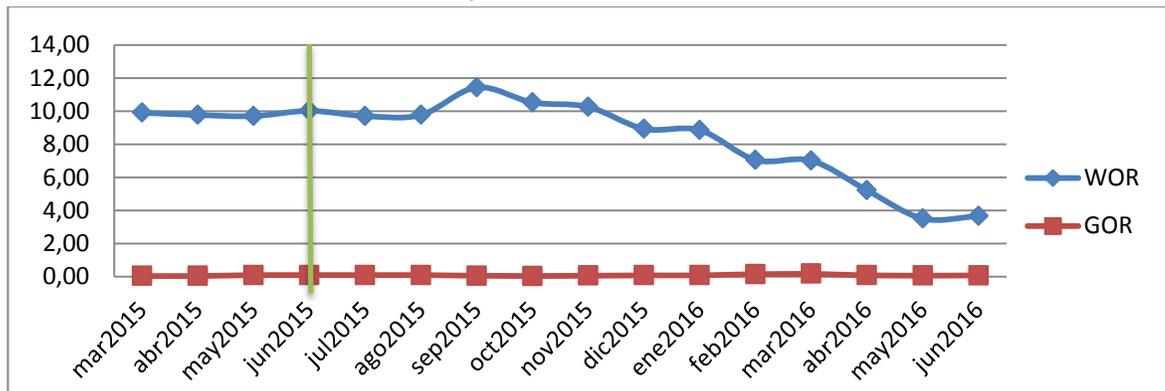
**Fuente:** Autores

El pozo PG-11 tiene un sistema de levantamiento por BES (Bomba electro sumergible), este pozo ha tenido un efecto favorable en cuanto a la inyección de polímeros ya que a la fecha (junio-2016), presenta una ganancia de aproximadamente +45 BOPD respecto a la línea base (Gráfica 62), demostrando la influencia de la inyección de polímero ya que su corte de agua está en constante disminución (ver Gráfica 61) y la producción de aceite ha tenido a aumentar.

La gráfica de CHAN de este pozo representa un barrido normal del yacimiento (ver Gráfica 64).

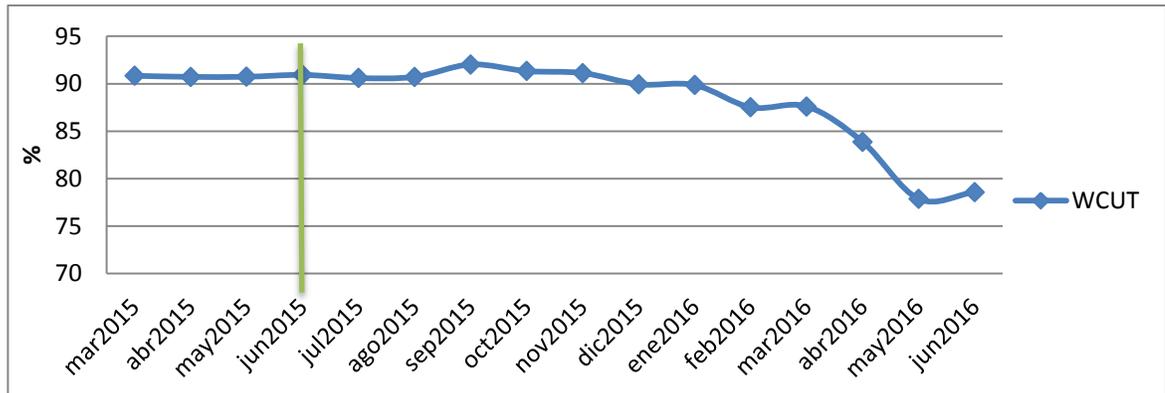
### 3.2.3.3 PG-14

**Gráfica 64. WOR, GOR vs Tiempo PG-14**



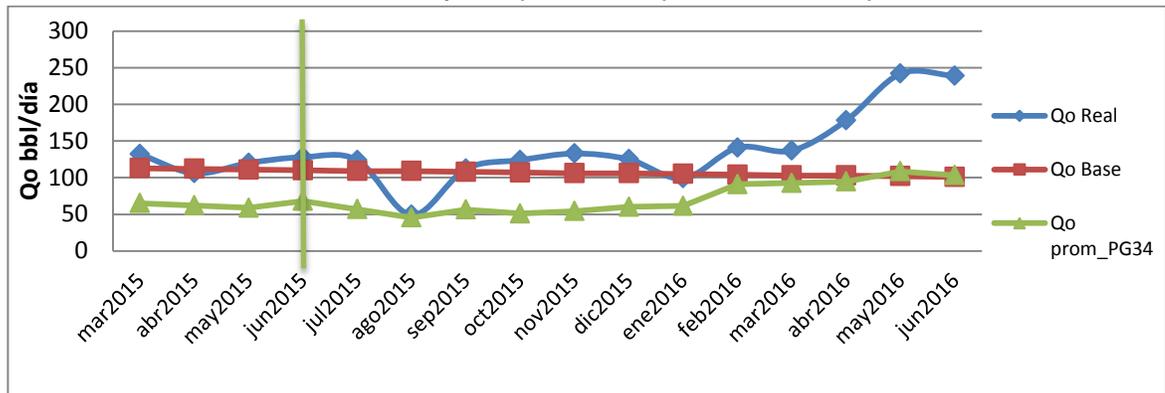
**Fuente:** Autores

**Gráfica 65. WCUT vs Tiempo PG-14**



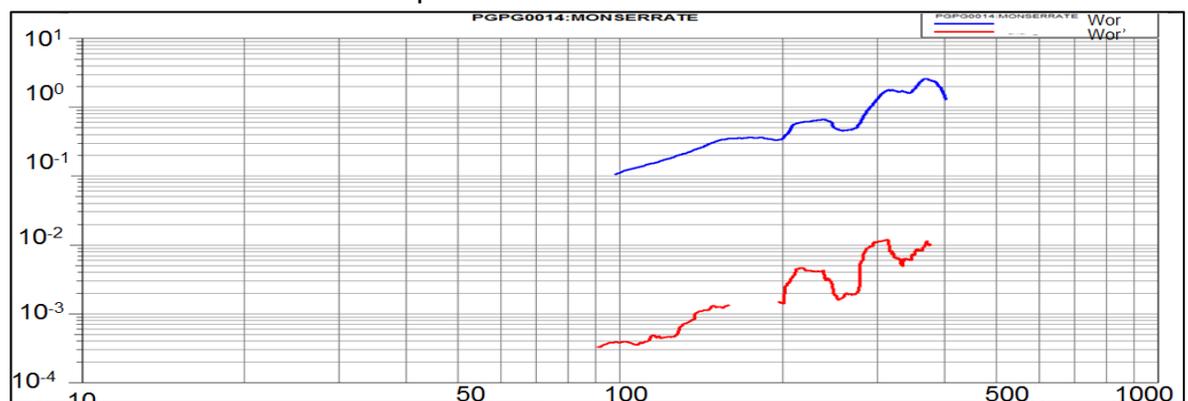
Fuente: Autores

**Gráfica 66. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo PG-14**



Fuente: Autores

**Gráfica 67. Curva de CHAN pozo PG-14**



Fuente: Autores

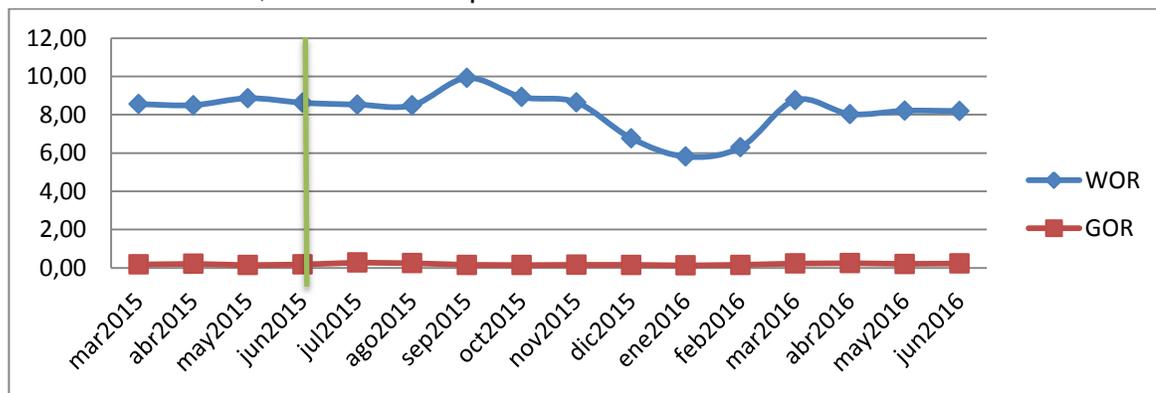
El pozo PG-14 tiene un sistema de levantamiento por BES (Bomba electro sumergible), este pozo ha tenido un efecto favorable en cuanto a la inyección de polímeros ya que a la fecha (junio-2016), prácticamente ha doblado su producción

de aceite con respecto a su línea base (ver Gráfica 66), demostrando la influencia de la inyección de polímero ya que su corte de agua y el WOR han bajado notoriamente y la producción de aceite tiende a aumentar siendo uno de los pozos con mejor desempeño en el patrón.

En cuanto a la gráfica de CHAN se puede observar que tiene un comportamiento normal de barrido en el yacimiento (ver Gráfica 67).

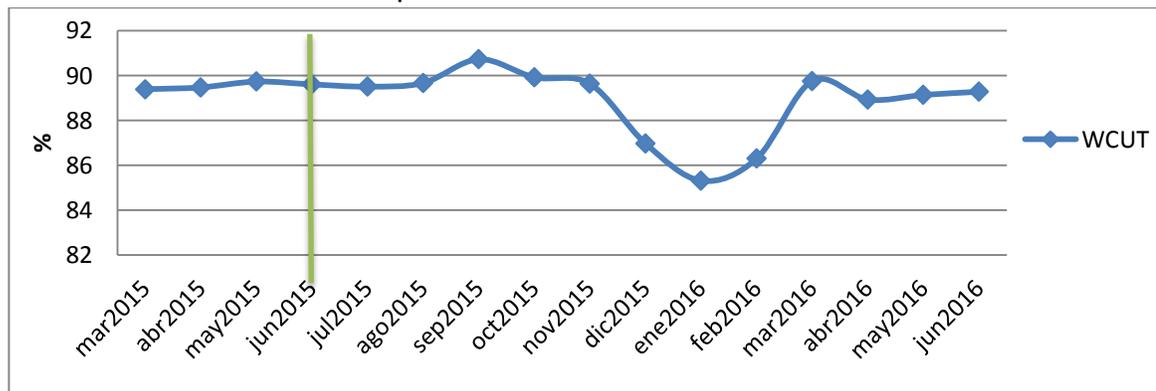
### 3.2.3.4 PG-24

**Gráfica 68. WOR, GOR vs Tiempo PG-24**



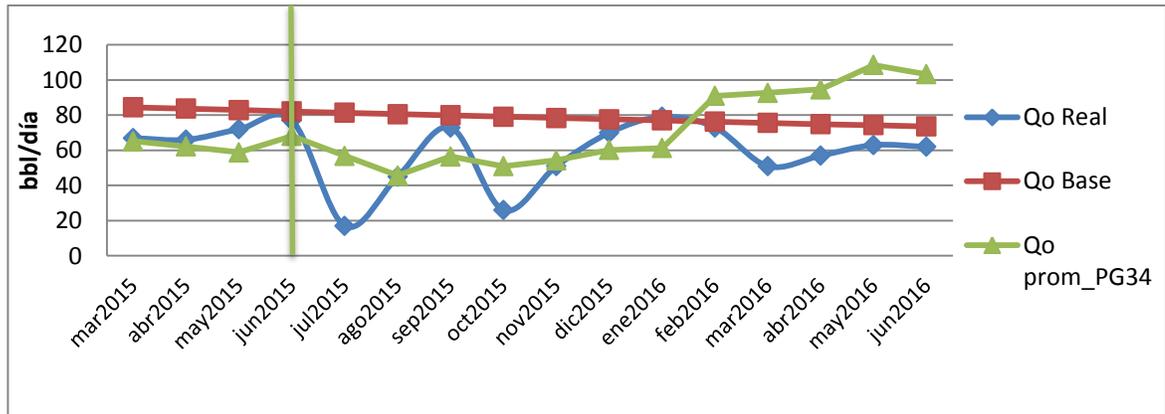
Fuente: Autores

**Gráfica 69. WCUT vs Tiempo PG-24**



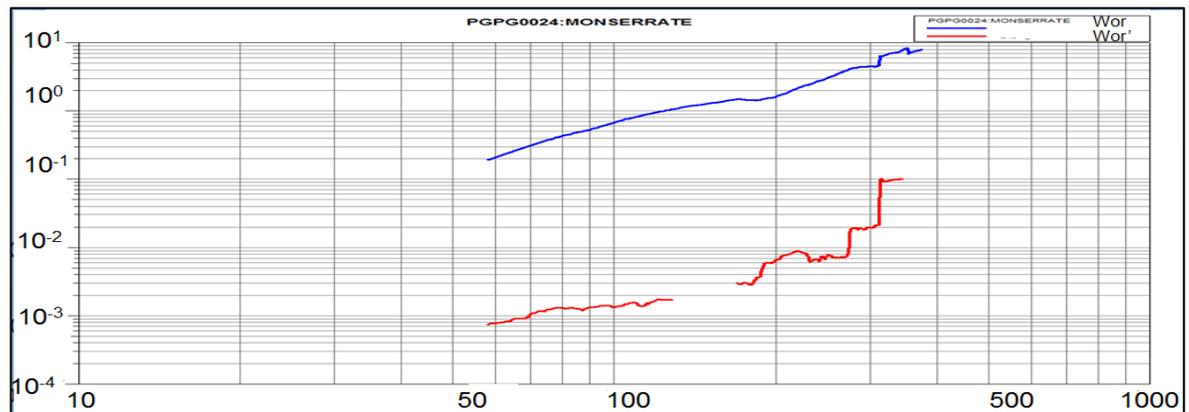
Fuente: Autores

**Gráfica 70. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo PG-24**



Fuente: Autores

**Gráfica 71. Curva de CHAN pozo PG-24**



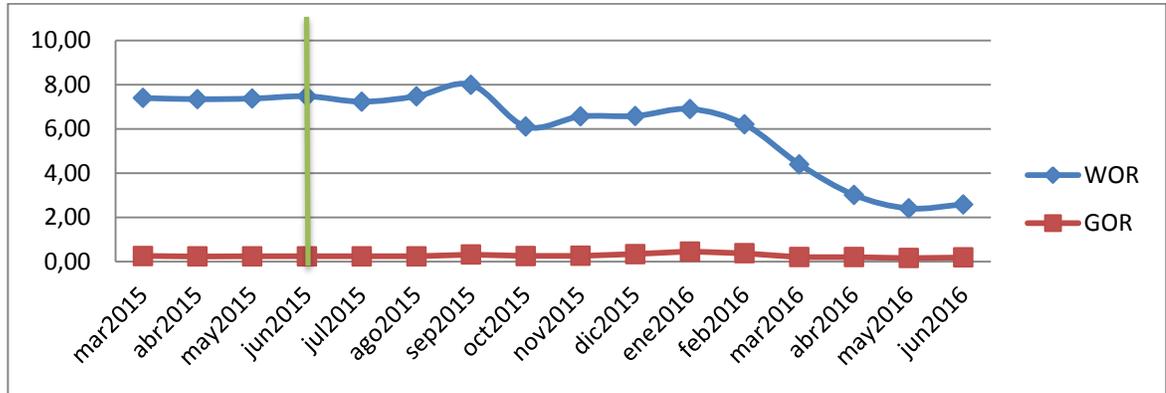
Fuente: Autores

El pozo PG-24 tiene un sistema de levantamiento por BM (Bombeo mecánico), este pozo ha tenido una producción de aceite muy variable con tendencia a estabilizarse en los últimos meses sin embargo no ha alcanzado la producción esperada con respecto a la inyección de polímeros como lo señala la Grafica 7.

Respecto a la curva de CHAN se evidencia un comportamiento de barrido normal, aunque en los últimos días se puede notar un cambio abrupto en la pendiente de WOR (ver Gráfica 71), sugiriendo un monitoreo continuo ya que esto podría significar un problema de comunicación mecánica debido a su semejanza con la Figura 25.

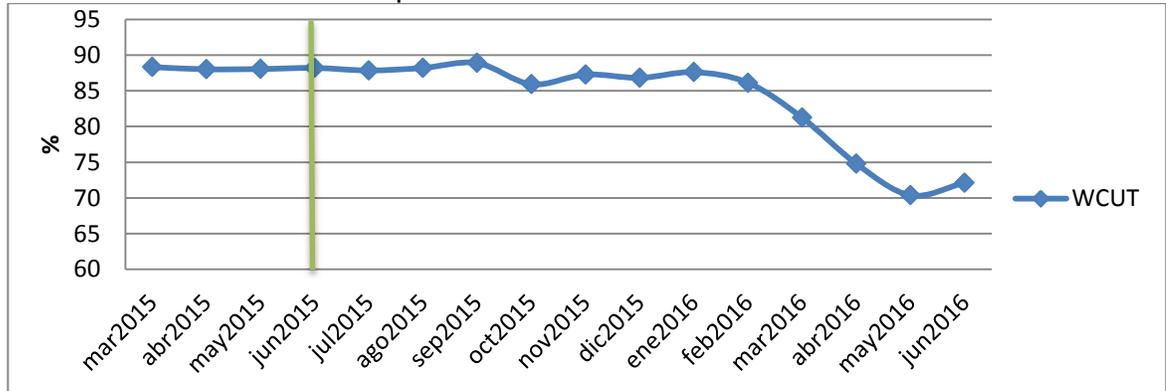
3.2.3.5 PG-28

**Gráfica 72. WOR, GOR vs Tiempo PG-28**



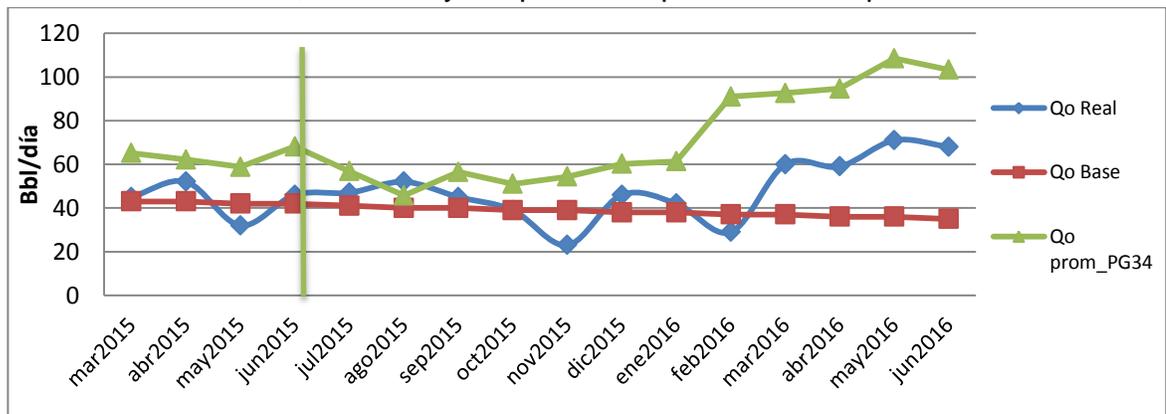
Fuente: Autores

**Gráfica 73. WCUT vs Tiempo PG-28**



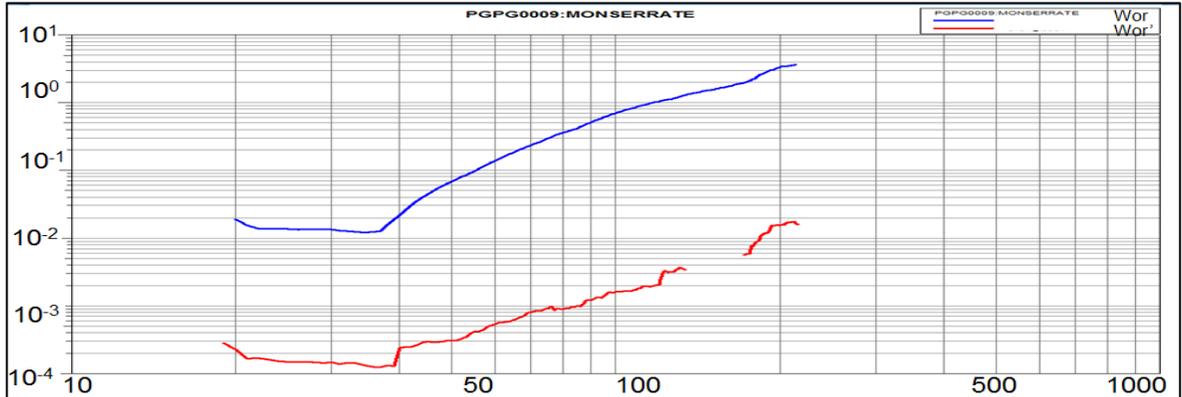
Fuente: Autores

**Gráfica 74. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo PG-28**



Fuente: Autores

**Gráfica 75. Curva de CHAN pozo PG-28**



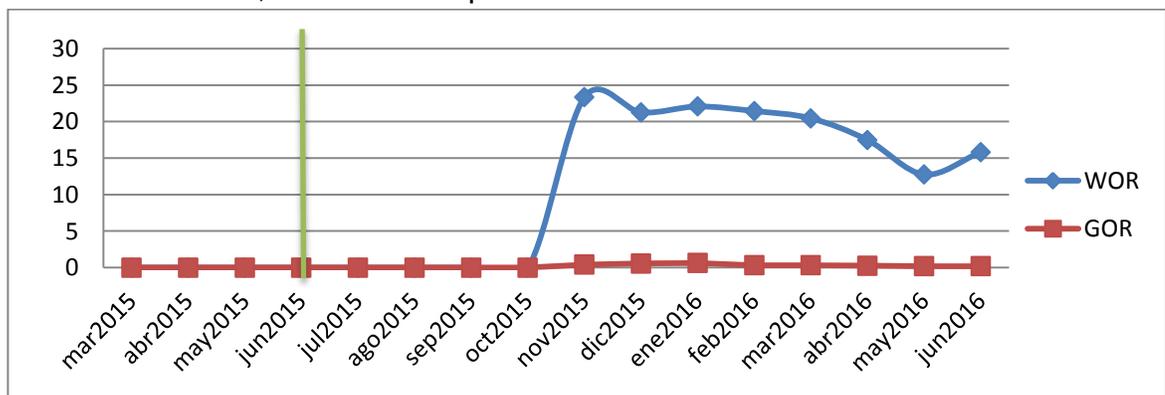
**Fuente:** Autores

El pozo PG-28 tiene un sistema de levantamiento por BM (Bombeo mecánico), este pozo a partir del mes de octubre ha tenido un efecto favorable en cuanto a la inyección de polímeros, a la fecha (junio-2016) tiene una ganancia favorable de aproximadamente +20 BOPD respecto a su línea base (ver Grafica 71), demostrando la influencia de la inyección de polímero ya que su corte de agua ha tendido a bajar significativamente (ver Grafica 74) y la producción de aceite a aumentar.

En cuanto a la Grafica 75 en el comportamiento de la curva de Chan, se ve que las pendientes WOR y WOR' tienden a un comportamiento de barrido normal.

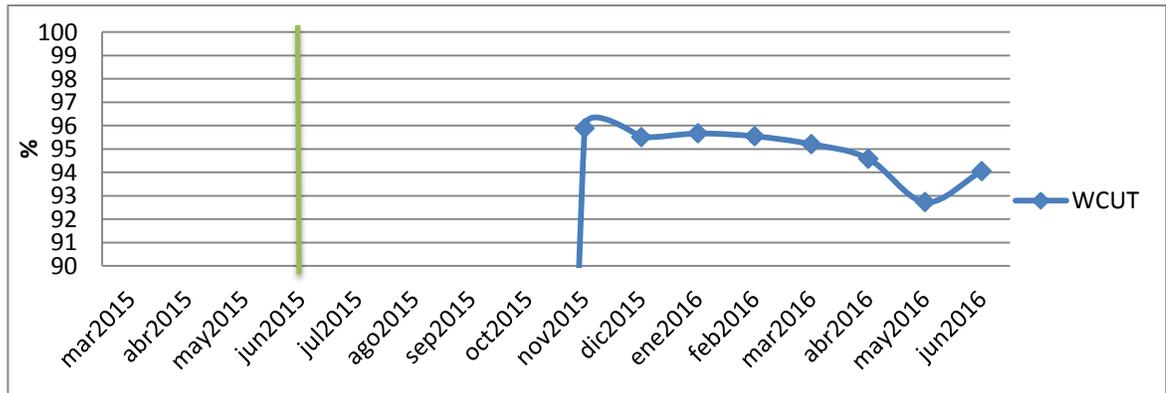
### 3.2.3.6 PG-30

**Gráfica 76. WOR, GOR vs Tiempo PG-30**



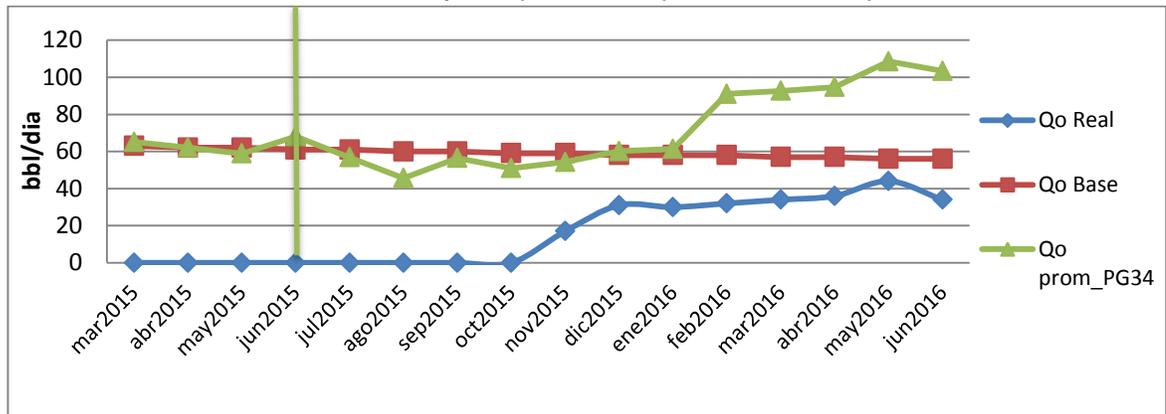
**Fuente:** Autores

**Gráfica 77. WCUT vs Tiempo PG-30**



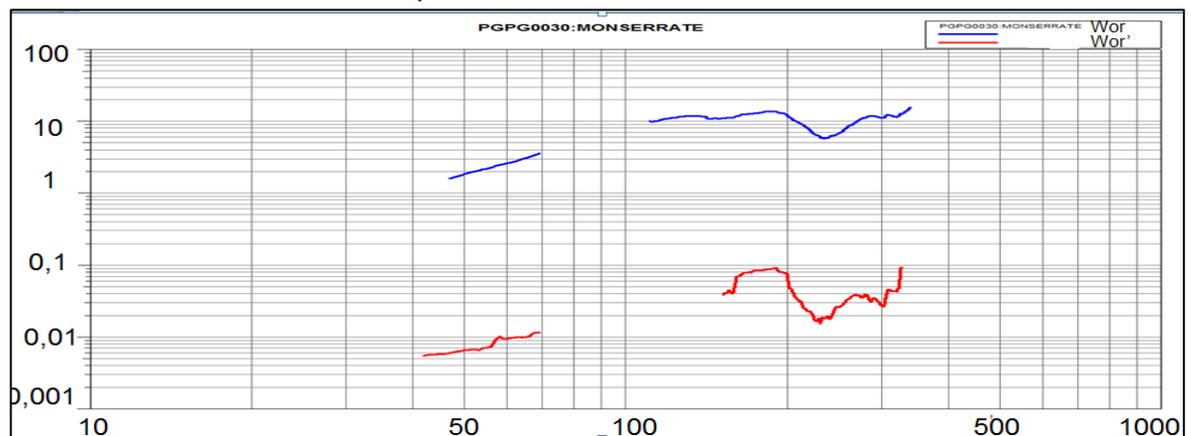
Fuente: Autores

**Gráfica 78. Qo Real, Qo base y Qo promedio patrón Vs tiempo PG-30**



Fuente: Autores

**Gráfica 79. Curva de CHAN pozo PG-30**



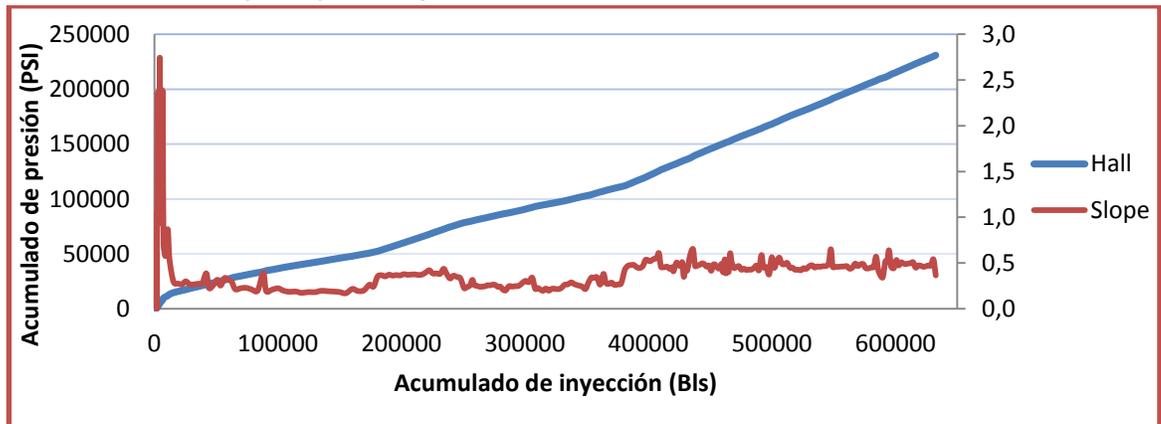
Fuente: Autores

El pozo PG-30 tiene un sistema de levantamiento por BM (Bombeo mecánico), este pozo fue reactivado el mes de noviembre del año 2015, desde entonces el WCUT Y WOR han disminuido levemente (ver Gráfica 76) y su producción ha venido en aumento por lo que a pesar de que lleva poco tiempo activo, la inyección de polímeros ya ha tenido respuesta como lo indica la Gráfica 78.

Aunque la gráfica de Chan muestra al comienzo un comportamiento normal de barrido y unos espacios vacíos debido a su inactividad, en los últimos días se ve que las pendientes WOR y WOR' tienden a tener un aumento en ambas curvas lo cual según Chan (Figura 25) indicaría posibles problemas de comunicación mecánica por lo tanto se debe tener el pozo en constante monitoreo.

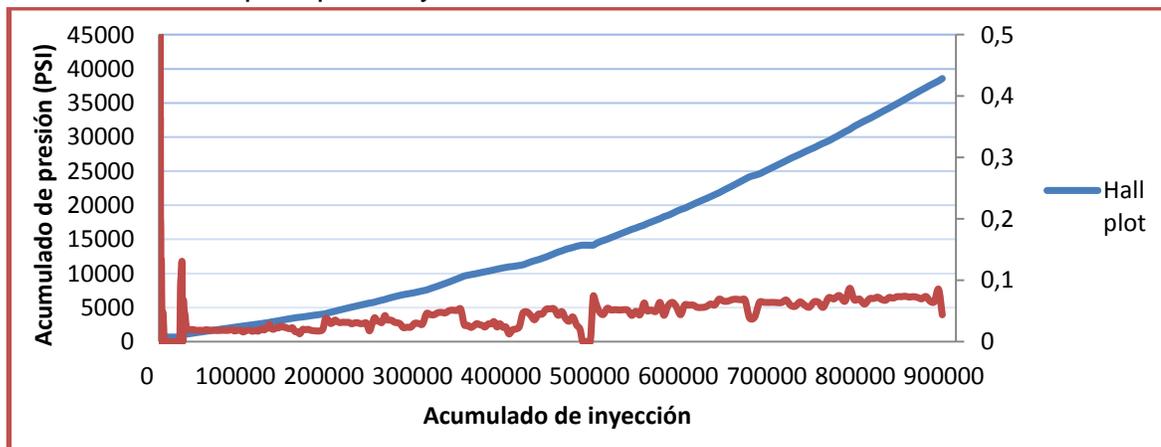
### 3.2.4 Método de Hall para los patrones SC-10, SC-11 y PG-34

**Gráfica 80.** Hall para pozo inyector SC-10



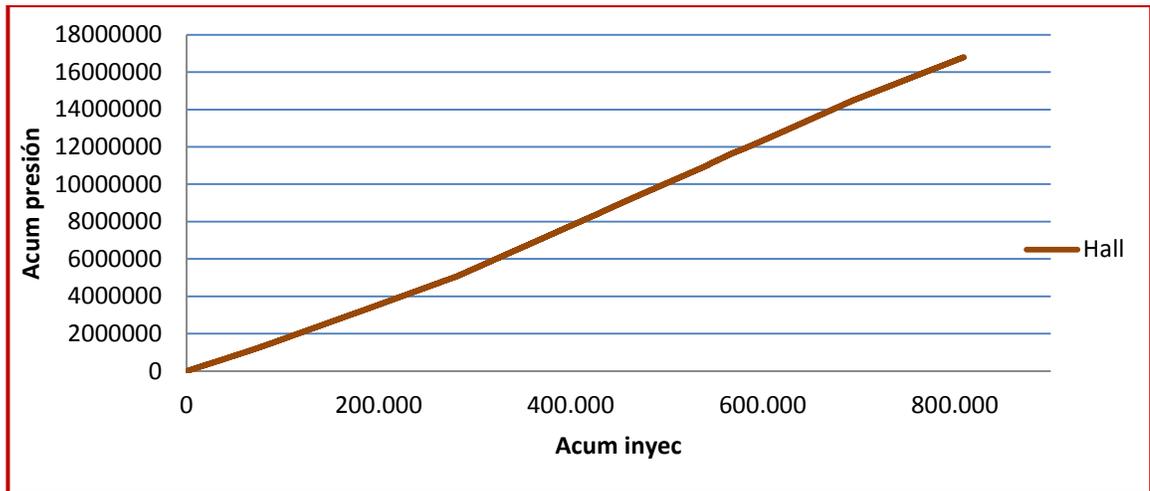
Fuente: Autores

**Gráfica 81.** Hall para pozo inyector SC-11



Fuente: Autores

**Gráfica 82. Hall pozo inyector PG-34**



**Fuente:** Autores

Para los patrones SC-10 y SC-11 el gráfico de Hall no va a ser útil en estos momentos debido a que estos se encuentran en el periodo de llenado<sup>31</sup>, tal comportamiento se puede observar en la Gráfica 80 y Grafica 82, las cuales no muestran un cambio significativo en su pendiente, aunque cabe destacar que la pendiente ha aumentado levemente en los últimos meses y puede ser debido a que se acerca el rompimiento del agua inyectada hacia los pozos productores.

En el caso del pozo PG-34 (Gráfica 83), la pendiente se ha mantenido constante lo cual quiere decir que el patrón está actuando bajo un comportamiento normal o estable de inyección. Éstos gráficos tendrán unos cambios de pendiente los cuales van a ser reflejados por estimulaciones en los pozos, daños en la formación o por el uso registros de inyección ILT (Injection Logging Test) tales como trazadores radiactivos o microtorque para monitorear el rendimiento de la inyección. Esta información es necesaria para realizar seguimiento al proceso de inyección de agua y por ende optimizar la producción en un campo con recobro por inyección de agua.

---

<sup>31</sup> PLAZA. Op. cit., p. 73

### 3.3 RESUMEN GENERAL

**Tabla 26.** Resumen general del piloto Santa Clara 10

POZO	Acum aceite (bls)	Acum aceite sin inyección (bls)	$\Delta Q_o$ (bls)	WCUTi (%)	WCUTf (%)	$\Delta WCUT$ (%)	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	CHAN
SC-02	18417	18619	-202	88	93	6	PCP	NORMAL
SC-WT2ST	4440	4473	-33	86	87	1	PCP	NORMAL
SC-14DST	12150	9935	2215	80	82	2	PCP	NORMAL
SC-17ST	8970	10353	-1383	69	89	19	BM	ND
SC-12	5610	1878	3732	1	49	48	BM	NO APLICA
PATRÓN	49587	45258	4329	-	-	-	-	-

Fuente: Autores

**Tabla 27.** Resumen general del piloto Santa Clara 11

POZO	Acum aceite (bls)	Acum aceite sin inyección (bls)	$\Delta Q_o$ (bls)	WCUTi (%)	WCUTf (%)	$\Delta WCUT$ (%)	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	CHAN
SC-03	8760	32115	-23355	97	95	-2	DE BM A BES EN ABRIL 2016	CONIFICACIÓN
SC-05	2520	1854	666	74	79	6	PCP	NORMAL
SC-16D	16380	18387	-2007	82	82	0	BM	NORMAL
PAL-3HHTH	19260	22626	-3366	37	35	-2	PCP	NO APLICA
SC-12	5610	1878	3732	1	49	48	BM	NO APLICA
PAL-4H	24330	18734	5596	10	11	1	BM	NO APLICA
PATRÓN	76860	95592,9	-18733	-	-	-	-	-

Fuente: Autores

**Tabla 28.** Resumen general del piloto Palogrande 34

POZO	Acum aceite (bls)	Acum aceite sin inyección (bls)	$\Delta Q_o$ (bls)	WCUTi (%)	WCUTf (%)	$\Delta WCUT$ (%)	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	CHAN
PG-08	16350	3870	12480	87	94	7	DE BM A BES EN FEBRERO 2016	NORMAL
PG-30	7740	13770	-6030	96	94	-2	BM	NORMAL
PG-24	22320	30327	-8007	90	89	-1	BM	NORMAL
PG-28	18810	14940	3870	88	72	-16	BM	NORMAL
PG-11	46590	44586	2004	92	87	-5	BES	NORMAL
PG-14	54930	41190	13740	91	79	-12	BES	NORMAL
PATRÓN	166740	148683	18057	-	-	-	-	-

Fuente: Autores

En las Tablas 26, 27 y 28 podemos encontrar la información de producción, correspondiente al periodo del inicio del piloto, hasta junio del 2016; Los valores en verde representan el mejor comportamiento gracias a la inyección, y los valores en rojo representan los pozos con más bajo rendimiento, así mismo se muestra el tipo de levantamiento de cada pozo y según la gráfica de Chan que comportamiento puede estar presentando.

## CONCLUSIONES

- Se observó que la calidad del agua en los campos no cumple en su totalidad con los estándares recomendados por la norma NACE y ASTM, en parámetros como CO<sub>2</sub>, Fe<sup>++</sup>, G&A, BSR entre otros; sin embargo hasta la fecha a corte de junio de 2016, no se evidencia un efecto negativo debido a esto.
- Las gráficas WOR, GOR y WCUT frente al tiempo muestran comportamiento esperado en los 3 patrones de inyección, teniendo en cuenta que para el Santa Clara los recobros de aceite son bajos.
- A la hora de evaluar el aumento de la producción de los patrones de inyección, se debe considerar también que se involucran otros factores necesarios para materializar este incremento como lo son: trabajos de Workover, cambios de SLA, optimización de la producción entre otros.
- El patrón SC-11 muestra valores actuales de VRR por encima de la unidad y en constante aumento, representando así, que se está sobreinyectando o haya zonas ladronas o flujo preferencial, mientras que el patrón SC-10 presenta valores actualmente de VRR en decrecimiento, lo que indica que el patrón ya está alcanzando el llenado.
- El gráfico de Hall para los pozos de inyección SC-10, SC-11 muestra un comportamiento que evidencia la primera etapa de inyección (llenado), y para el pozo PG-34, muestra un comportamiento de inyección normal.
- Las fallas en algún pozo productor durante la inyección de agua y/o polímero, puede afectar notoriamente la interpretación de resultados a nivel de patrón.
- Si se busca aumentar el recobro de Hidrocarburos a partir del sistema de inyección de agua y de polímeros, se debe cumplir el procedimiento expuesto para tener la información organizada y se deben aplicar los tratamientos de control necesarios para reparar los problemas presentados durante la inyección.

## RECOMENDACIONES

- 1) Al analizar los mapas de burbujas y demás graficas diagnóstico, se puede observar que hay zonas de alto, medio y bajo rendimiento por lo cual es recomendable que para el:
  - Patrón SC-10: Principalmente el pozo SC-2WST seguido del SC-17ST sean tenidos en cuenta para ser candidatos de trabajos de workover de forma que se puedan determinar que procedimientos son los más óptimos, para el mejoramiento de las propiedades del pozo, su integridad y condiciones en la cara del mismo.
  - Patrón SC-11: Revisar el pozo SC-12 debido a que éste está influenciado por los dos pozos inyectoros SC-10 y SC-11, además de estar en cercanía de un pozo de buen rendimiento el SC-03, no ha tenido buen desempeño por lo cual se debería hacer un estudio para hallar el mejor método de optimización de este pozo.
  - Patrón PG-34: Revisar el pozo PG-09 para ser tenido en cuenta de posible trabajo de workover así mismo es recomendable hacer estudio al pozo PG-05 para ver por qué no está produciendo fluidos ya que este se encuentra en una zona de buenas propiedades petrofísicas, a la misma profundidad los pozos cercanos del patrón.
- 2) Es necesario que se busque una forma de aplicar trabajos de workover para aquellos pozos de "bajo rendimiento", que se encuentran ubicados en zonas de "alto rendimiento" que tienen buen barrido, ya que de esta forma se pueden corregir problemas que estén limitando la producción de los mismos como efecto SKIN, fallas, heterogeneidades, etc.
- 3) Se recomienda que los mapas de burbujas se actualicen cada 6 meses para los primeros dos años de la inyección para observar el comportamiento del patrón, seguido de este tiempo se recomienda actualizar cada año.
- 4) Se sugiere que las aguas de inyección sean tratadas adecuadamente con métodos de clarificación y filtración, para reducir el contenido de grasas y aceites, turbidez y sólidos suspendidos, de modo que pueda cumplir con la norma NACE para el agua de inyección del campo Palogrande.
- 5) Se recomienda que se haga un estudio de distribución de presiones y saturación de agua actual del yacimiento, ya que son de mucha ayuda en cuanto a evaluar proyectos como éste.

- 6) Para un mayor control en el seguimiento de los pilotos de inyección se recomienda que se cuente con la utilización de trazadores.
- 7) Para expansiones en un proyecto de inyección de agua e inyección de polímeros, se debe considerar la ingeniería de facilidades y tratamiento químico, para que la calidad del agua se ajuste a los requerimientos.
- 8) De acuerdo al estudio realizado por el ICP con respecto a la concentración de CO<sub>2</sub> del agua de inyección para los patrones SC-10 y SC-11, se requiere llevar un constante monitoreo del parámetro y si es necesario tomar medidas de control para que cumpla con la norma NACE.
- 9) Se recomienda continuar con el buen manejo de la materia prima (polímero sólido), teniendo en cuenta que hay que mantenerla en condiciones óptimas de almacenamiento para evitar su degradación y se debe mantener constantemente monitoreado la irrupción del polímero para detectar posibles canalizaciones, flujos preferenciales, zonas ladronas entre otras.
- 10) Para un mejor control de los patrones se recomienda hacer un estudio aparte de los aumentos de producción por otros factores como cambios de levantamientos, trabajos de workover entre otros, con el fin de identificar y cuantificar el aumento de la producción.
- 11) Si se busca aumentar el recobro de Hidrocarburos a partir del sistema de inyección de agua y de polímeros, se debe cumplir el procedimiento expuesto para tener la información organizada y se deben aplicar los tratamientos de control necesarios para reparar los problemas presentados durante la inyección.

## BIBLIOGRAFÍA

- BLANCO SIMBAQUEBA, J., & DELGADILLO AYA, C. L. (2006). *Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero*. Bucaramanga: Trabajo de grado (ingeniero de petróleos).
- CHAN, K. S. (1995). *Water Control Diagnostic Plots*. Dallas, Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- De Ferrer, M. P. (2001). En M. P. Ferrer, *inyeccion de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (pág. 11). Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Dalas S.A.
- Durán Ramos, J. F., & Ruiz Torres, J. (2009). EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS, APLICACIONES. *Trabajo de grado (ingeniero de petróleos)*.
- Ecopetrol, P. d. (2015). *Formato Reporte de Dinagramas y Sonologs*. Neiva-Campo Dina: Vicepresidencia de desarrollo y producción.
- GESTIÓN DE TECNOLOGÍA DE NEGOCIO INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO(ICP). (2016). *EVALUACION DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCION DEL PILOTO*. Bucaramanga: ECOPETROL S.A.
- Gonzales, D. K., & Viveros, A. A. (2010). *Redistribución de la inyección de agua en el campo Yaguará*. Neiva: Tesis título ingeniero de petróleos.
- HALL, H. (1963). How to analyze watterflood injection well performance. *World Oil*, 128-130.
- ICP, G. d. (2014). *Evaluación experimental de polímeros para recobro mejorado en el Campo Palogrande*. Piedecuesta.
- ICP, G. D. (2016). *INFORME QAQC DE INYECCION DE POLIMEROS CAMPO PALOGRANDE* . Bucaramanga.
- Jimenez Molano, A. M. (2009). *Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares)*. Bucaramanga: Trabajo de grado título ingeniería de petróleos.
- Maya Toro, G. A., Castro Garcia, R. H., Pachon Contreras, Z. d., & Zapata Arango, J. F. (2012). Polimer Gels for Controlling Water Thief Zones in Injection Wells. *CT&F Ciencia, tecnología y futuro*, 37-44.

- Maya, G., Castro, R., Sandoval, J., Pachon, Z., Jimenez, R., Pinto, K., y otros. (2014). Successful Polymer Gels Application in a Highly Channeled Peripheral Injection Well: Tello Field Pilot. *SPE-169478-MS*.
- Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cárdenas, F., y otros. (2015). Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yarigui-Cantagallo Field. *SPE -177245-MS*.
- Montaña, C. A., & Aldana, C. I. (2005). *Optimización del sistema de inyección de aguas en el campo Los Manguitos Yaguará*. Neiva: Tesis título ingeniero de petróleos.
- Plazas Castilla, D. A. (2011). *Implementación del procedimiento de monitoreo para el sistema de inyección de agua del campo Yarigui-Cantagallo*. Bogotá: Trabajo de grado título ingeniería de Petróleos.
- Quintero, R. A., & Puentes, P. A. (2013). *Métodos y procesos para monitorear el desempeño de la inyección de agua para el recobro de hidrocarburos en la superintendencia de operaciones Huila-Tolima*.
- S.A., E. (2010). *EVALUACIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS CAMPO PALOGRANDE CEBU PIJAO*.
- SAAVEDRA, N. F., PERALTA, R. C., & COOB, W. M. (2003). Distribution of Injected Water by Using CGM Method: A Case History in Palogrande-Cebu Field. *ONE PETRO-SPE*.
- Setter, & Thakur. (1992). Reservoir Management: Technical Perspective . *SPE Paper 22350*.
- Wang, D., Seright, R., & Shao, Z. (2007). Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding. *SPE 109682*.
- YACIMIENTOS, E. S. (2014). *Plan de monitoreo, seguimiento y control para el piloto de inyección de polímero campo Palogrande*. Bogota D.C.
- YACIMIENTOS, E. S. (2015). *Programa de monitoreo para el piloto de recobro mejorado por inyección de agua*. Bogota D.C.: 8 p.

