



**MÉTODOS Y PROCESOS PARA MONITOREAR EL DESEMPEÑO DE LA  
INYECCIÓN DE AGUA PARA EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN LA  
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA**

**ANDREA QUINTERO RODRÍGUEZ  
ANYI LILIANA PUENTES PUENTES**

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

**ANDREA QUINTERO RODRÍGUEZ  
ANYI LILIANA PUENTES PUENTES**

**Trabajo de grado presentado como requisito  
para optar al Título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
Gerson Saúl Pérez Mora  
Ingeniero de petróleos  
Ecopetrol S.A.**

**Codirector:  
Jairo Antonio Sepúlveda Gaona  
Ingeniero de Petróleos  
Docente Universidad Surcolombiana**

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



Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

Firma del Director

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

Neiva, Mayo de 2013

## DEDICATORIA

*Dedico este proyecto a Dios por darme la persistencia y hacerme encontrar el camino para culminar con este ciclo de mi vida profesional. A mis padres por creer en mí sin importar las circunstancias y brindarme la oportunidad de ser mejor que ellos. A mis hermanos Almircita, Felipe y Billy por ser siempre como otros padres y a Cris por su complicidad A mis sobrinos por su cariño. . A mi gran Amor Juan Sebastian que me daba fuerzas para continuar, las ganas de salir adelante y me enseñó lo que significa amar A mi madrina, tíos y Carmenza que me acogieron en su familia. Por ultimo pero no menos importantes a mis amigos de trasporno estudiando y rumbeando (PoKe, Luis, Gloria, Ángela, Andrea, Diana, Karen, Dany, Jesús, los camilos, Iván y Lili)*

*Anyi Liliana Puentes Puentes.*

*Antes que todo, gracias a Dios por permitirme culminar esta etapa de mi vida.  
Este proyecto va dedicado especialmente a mis padres, por su paciencia y apoyo.  
A mis hermanos por su cariño y amistad incondicional.  
A esa persona especial por creer siempre en mí.  
Finalmente, a todas las personas que de una u otra forma contribuyeron a la realización de este trabajo.*

*Andrea Quintero Rodríguez*



## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- La Universidad Surcolombiana, por ser nuestra casa y fuente de conocimientos por estos años.
- La empresa Ecopetrol S.A. por brindarnos la oportunidad para realizar este proyecto.
- Al ingeniero Gerson Saúl Pérez, director del proyecto, por su apoyo y paciencia.
- Al profesor Jairo Antonio Sepúlveda, por su valioso soporte y colaboración.
- Al ingeniero Wilson Martínez, por su asesoría.
- Al ingeniero Jairo Chamorro, por sus indicaciones.
- Al ingeniero Iván Sánchez, por su colaboración.
- A la profesora Haydee Morales, por brindarnos sus conocimientos y ayudarnos en nuestra vida profesional.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>GENERALIDADES .....</b>	<b>16</b>
1.1	<b>GENERALIDADES DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA (SOH) ....</b>	<b>16</b>
1.1.1	Reseña histórica.....	16
1.1.2	Localización de campos SOH.....	17
1.1.3	Modelo geológico VSM .....	18
1.1.4	Sistema de inyección de la SOH .....	19
1.1.5	Proceso planta de inyección agua PIA-Tello .....	22
1.1.6	Proceso planta inyección de agua PIA Cebú.....	23
<b>2</b>	<b>MONITOREO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN .....</b>	<b>25</b>
2.1	<b>CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE INYECCIÓN DE ACUERDO A SUS PARÁMETROS FÍSICOS. QUÍMICOS Y BIOLÓGICOS .....</b>	<b>25</b>
2.1.1	Rangos de velocidad de corrosión.....	31
2.1.2	Criterios calidad de agua de otras referencias.....	32
2.2	<b>PRECIPITACIONES MÁS COMUNES EN LOS CAMPOS PETROLEROS .....</b>	<b>33</b>
2.2.1	Sulfato de bario ( $BaSO_4$ ).....	33
2.2.2	Carbonato y bicarbonato de calcio ( $CaCO_3$ , $CaHCO_3$ ) .....	34
2.2.3	Sulfato de calcio ( $CaSO_4$ ).....	35
2.2.4	Sulfato de estroncio ( $SrSO_4$ ).....	36
2.2.5	Compuestos de hierro.....	36
2.3	<b>PROCESO DE MONITOREO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN .....</b>	<b>37</b>
2.4	<b>RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO DINA .....</b>	<b>41</b>
<b>3</b>	<b>MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS .....</b>	<b>44</b>
3.1	<b>INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI).....</b>	<b>44</b>
3.2	<b>PROCESO Y PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA CAPACIDAD E INTEGRIDAD DE LAS LÍNEAS DE INYECCIÓN. ....</b>	<b>45</b>
3.2.1	Inspección visual.....	52
3.2.2	Técnicas de inspecciones volumétricas de ultrasonido.....	53
3.2.2.1	Toma de espesores ultrasonido A-SCAN:.....	53
3.2.2.2	Toma de espesores ultrasonido B-SCAN:.....	55
3.2.3	Técnica flujo electromagnético.....	55
3.2.4	Técnica de ondas guiadas (magneto-estricción).....	55
3.2.5	DCVG “direct current voltage gradient”.....	56
3.2.6	Evaluación condiciones actuales Presión y Caudal.....	56
3.2.6.1	Máxima presión de operación permisible.....	56
3.2.6.2	Espesor mínimo de retiro .....	57

3.2.6.3	Perdida de espesor % .....	58
3.2.6.4	Caudal crítico .....	58
3.2.7	Inspección basada en el riesgo (RBI) .....	58
3.2.7.1	Velocidad de corrosión .....	58
3.2.7.2	Vida residual .....	58
<b>3.3</b>	<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS INSPECCIÓN BASADO EN EL RIESGO DE CAMPO TELLO .....</b>	<b>59</b>
3.3.1	Descripción líneas de inyección campo Tello .....	59
3.3.2	Resultados inspección visual campo Tello .....	62
3.3.3	Inspección Scan A y RBI líneas de inyección de campo Tello .....	63
<b>4</b>	<b>MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....</b>	<b>69</b>
<b>4.1</b>	<b>PROCESO Y PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA .....</b>	<b>69</b>
4.1.1	Monitoreo a nivel de campo .....	70
4.1.2	Monitoreo a nivel de bloque – patrón.....	70
4.1.3	Monitoreo a nivel de pozo .....	70
<b>5</b>	<b>MONITOREO DEL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN CAMPO TELLO .....</b>	<b>81</b>
<b>5.1</b>	<b>GENERALIDADES DEL CAMPO TELLO .....</b>	<b>81</b>
5.1.1	Ubicación geográfica.....	81
5.1.2	Historia del campo .....	81
5.1.3	Información geológica .....	82
5.1.4	Información general del campo .....	83
5.1.5	Mecanismo de producción.....	83
<b>5.2</b>	<b>ANÁLISIS A NIVEL DE CAMPO .....</b>	<b>84</b>
5.2.1	Curvas de producción .....	85
5.2.2	Comportamiento de presión .....	86
5.2.3	Índice de Vaciamiento .....	87
5.2.4	Gráfico de comparación antes- después (ABC).....	88
5.2.5	Índice de Heterogeneidad – Cross Hair Plot .....	90
5.2.6	Mapa de GOR – Corte de agua .....	91
5.2.7	Radio de drene e inundación .....	93
5.2.8	Relación entre el Volumen de agua inyectado y el Factor de recobro .....	96
<b>5.3</b>	<b>ANÁLISIS A NIVEL DE BLOQUE – PATRÓN .....</b>	<b>97</b>
5.3.1	Curvas de Producción .....	98
5.3.2	Comportamiento de presión .....	99
5.3.3	Índice de Vaciamiento – VRR .....	100
5.3.4	Relación entre el Volumen de agua inyectado y el Factor de recobro .....	100
5.3.5	Relación entre el Corte de agua y el Recobro acumulado .....	101
5.3.6	Mapas de burbuja.....	102
5.3.6.1	Tasa de aceite promedio. ....	102
5.3.6.2	Tasa de aceite acumulado. ....	103

<b>5.4</b>	<b>ANÁLISIS A NIVEL DE POZO.....</b>	<b>105</b>
5.4.1	Pozos Productores .....	105
5.4.1.1	Pozo Tello 46.....	105
5.4.1.1	Pozo Tello 56.....	107
5.4.1.2	Pozo Tello 57.....	109
5.4.1.3	Pozo Tello 59ST .....	111
5.4.1.4	Pozo Tello 62.....	113
5.4.1.5	Pozo Tello 65.....	115
5.4.2	Pozos Inyectores.....	117
5.4.2.1	Pozo Tello 49ST .....	117
5.4.2.2	Pozo Tello 60.....	119
5.4.2.3	Pozo Tello 61.....	120
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>122</b>
<b>7</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>125</b>
<b>8</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>127</b>



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización campos de la SOH .....	17
Figura 2. Modelo Geológico de la Subcuenca.....	18
Figura 3. Esquema sistema de abastecimiento de agua PIA Cebú.....	21
Figura 4. Esquema sistema de abastecimiento de agua PIA Tello y piloto inyección Told-02 .....	22
Figura 5. Esquema planta de inyección de agua PIA-Tello .....	23
Figura 6. Esquema planta de inyección de agua PIA-Cebú .....	24
Figura 7. Comparación de la tasa de corrosión del acero con diferentes gases disueltos .....	32
Figura 8. Proceso General de monitoreo de líneas inyección e instalaciones de la PIA .....	45
Figura 9. Características Inspección visual .....	53
Figura 10. Toma de puntos en Sentido Horario para Scan A .....	54
Figura 11. Toma de Puntos para Tubo con longitud entre de 6 y 12 metros. ....	54
Figura 12. Toma de Puntos para Tubo con Longitud Menor a 6 metros.....	54
Figura 13. Espesor de Pared en Tubería que conecta a una Válvula .....	55
Figura 14. Mapa digital líneas de inyección campo Tello .....	61
Figura 15. Velocidad de flujo .....	66
Figura 16. Ubicación geográfica del Campo Tello.....	81
Figura 17. Localización de los pozos del Campo Tello .....	84
Figura 18. Composite Plot del campo Tello .....	85
Figura 19. Comportamiento de la presión del campo Tello .....	87
Figura 20. Comportamiento del índice de vaciamiento del campo Tello .....	87
Figura 21. Comparación Antes – Después para el campo Tello .....	89
Figura 22. Índice de Heterogeneidad para el campo Tello.....	90
Figura 23. Corte de Agua y GOR del campo Tello.....	91
Figura 24. Mapa de radios de drene e inundación del campo Tello .....	94
Figura 25. Inyección de agua acumulada vs Factor de recobro del campo Tello ..	96
Figura 26. Ubicación de pozos en lámina A Domo Norte.....	97
Figura 27. Producción de fluidos, Inyección de agua, GOR y Corte de agua de la lámina A Domo Norte .....	98
Figura 28. Comportamiento de la presión de la lámina A Domo Norte.....	99
Figura 29. Índice de vaciamiento, Producción de líquidos e inyección de agua de la Lámina A Domo Norte .....	100
Figura 30. Volumen de agua inyectada vs. Factor de Recobro de la Lámina A Domo Norte .....	101

Figura 31. Corte de agua vs. Producción acumulada de aceite de la Lámina A Domo Norte .....	101
Figura 32. Tasa de aceite promedio de la lámina domo Norte .....	102
Figura 33. Tasa de aceite acumulado de la lámina A domo Norte .....	104
Figura 34. Curva de producción del pozo Tello 46 .....	105
Figura 35. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 46.	107
Figura 36. Curva de producción del pozo Tello 56 .....	108
Figura 37. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 56.	109
Figura 38. Curva de producción del pozo Tello 57 .....	110
Figura 39. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 57.	111
Figura 40. Curva de producción del pozo Tello 59ST .....	112
Figura 41. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 59ST .....	113
Figura 42. Curva de producción del pozo Tello 62 .....	113
Figura 43. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 62.	115
Figura 44. Curva de producción del pozo Tello 65 .....	116
Figura 45. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 65.	117
Figura 46. Hall Plot del pozo Tello 49ST .....	118
Figura 47. Inyectividad del pozo Tello 49ST .....	118
Figura 48. Hall Plot del pozo Tello 60 .....	119
Figura 49. Inyectividad del pozo Tello 60 .....	120
Figura 50. Hall Plot del pozo Tello 61 .....	120
Figura 51. Inyectividad del pozo Tello 61 .....	121

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Producción e inyección de los campos de la SOH .....	20
Tabla 2. Parámetros químicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH (Iones). .....	26
Tabla 3. Parámetros químicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH (Gases disueltos). .....	28
Tabla 4. Parámetros biológicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH .....	29
Tabla 5. Parámetros físicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH .....	30
Tabla 6. Valores máximos recomendados para un agua de inyección de buena calidad en la superintendencia de operaciones Huila- Tolima SOH .....	31
Tabla 7. Clasificación de la calidad del agua, según referencia NACE173-05 .....	31
Tabla 8. Clasificación de la velocidad de corrosión .....	32
Tabla 9. Calidad agua de inyección – según GPA Estudios y servicios petroleros SRL. Nota técnica 5. Barben- Symank 1988.....	33
Tabla 10. Guía para la interpretación de los resultados obtenidos por dilución serial API RP38.....	33
Tabla 11. Solubilidad de los tipos de incrustación a 77°F .....	36
Tabla 12. Eficiencia remoción turbidez de los filtros. ....	43
Tabla 13. Eficiencia remoción sólidos suspendidos de los filtros. ....	43
Tabla 14. Especificaciones de las líneas de inyección de Campo Dina y Tello. ....	57
Tabla 15. Clasificación de la velocidad de corrosión .....	59
Tabla 16. Resumen estado recubrimiento y marcos H de las líneas .....	62
Tabla 17. Calculo de velocidad de corrosión y vida residual líneas campo Tello. ....	64
Tabla 18. Calculo de la máxima presión de operación (MAOP) y caudal óptimo a condición inicial y actual de líneas de campo Tello .....	66
Tabla 19. Información general del campo Tello .....	83
Tabla 20. Resumen pozos productores de Campo Tello Lamina A Domo Norte. ....	121
Tabla 21. Resumen pozos inyectoros de Campo Tello Lamina A Domo Norte. ....	121



## TABLA DE ANEXOS

<i>ANEXO A. Sistema informático de calidad de agua –SICA.....</i>	<i>129</i>
<i>ANEXO B. Análisis de la calidad del agua de inyección del Campo Dina .....</i>	<i>134</i>
<i>ANEXO C. Resultados y análisis inspección basado en el riesgo de Campo Dina .....</i>	<i>146</i>
<i>ANEXO D. Fundamentos básicos y principales variables a estudiar para monitorear el desempeño de la inyección de agua en el yacimiento .....</i>	<i>152</i>
<i>ANEXO E. Mapa de las líneas de inyección de Campo Tello.....</i>	<i>161</i>
<i>ANEXO F. Mapa de las líneas de inyección de Campo Dina.....</i>	<i>162</i>
<i>ANEXO G. Programa SICA (Sistema Informático de Calidad de Agua- CD).</i>	



## RESUMEN

**TITULO:** MÉTODOS Y PROCESOS PARA MONITOREAR EL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA PARA EL RECOBRO DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA

**AUTOR:** ANDREA QUINTERO RODRÍGUEZ  
ANYI LILIANA PUENTES PUENTES

**PALABRAS CLAVES:** Monitoreo, Calidad del agua, integridad de líneas y eficiencia del yacimiento.

### **DESCRIPCIÓN:**

La inyección de agua en cualquier campo petrolífero tiene como objetivo mantener la presión del yacimiento e incrementar la producción de fluidos de éste, para cumplir esta meta es necesario contar con un agua de óptima calidad, un sistema de inyección adecuado y un eficiente desempeño del yacimiento.

En los campos de la superintendencia Huila- Tolima en los últimos años se han evidenciado problemas en la calidad del agua en cuanto a concentraciones de sólidos suspendidos totales, oxígeno, grasas y aceites, llevando a problemas de corrosión y de pérdida de inyectividad e integridad de pozos inyectoros. Adicionalmente los planes de mantenimiento de vasijas, líneas y pozos también requieren de actualizaciones para mantener los sistemas y la calidad del agua dentro de los rangos deseables.

En el marco de las actividades de inyección de agua que se llevan a cabo en la superintendencia de operaciones Huila-Tolima de la empresa Ecopetrol S.A., una de sus estrategias de desarrollo es estandarizar y optimizar los métodos para monitorear el desempeño y eficiencia de la inyección de agua que realizan a sus campos. Es por esto que surge la necesidad de desarrollar un método integral que cubra los procesos esenciales asociados a la calidad de agua de inyección, integridad de líneas y evaluación de condiciones actuales de presión y caudal y finalmente evaluación de la eficiencia del yacimiento, en cuanto al factor de recobro, visualización del área de drene e inundación (barrido areal), tasas de aceite promedio y acumulado y diagnostico del tipo de influjo de agua en los pozos productores y desempeño de los pozos inyectoros.



## ABSTRACT

**TITLE:** METHODS AND PROCESSES TO MONITOR WATER FLOODING PERFORMANCE FOR OIL RECOVERY IN THE SUPERINTENDENCE OF OPERATIONS HUILA – TOLIMA,

**AUTHORS:** ANDREA QUINTERO RODRÍGUEZ  
ANYI LILIANA PUENTES PUENTES

**KEY WORDS:** Monitoring, Water quality, lines integrity and reservoir efficiency,

### **DESCRIPTION:**

Water injection in any oil field is used to maintain reservoir pressure and increase fluid production; to meet this goal is necessary to have water of good quality, a suitable injection system and efficient reservoir performance.

Since past years, the SOH oil fields have highlighted some problems in water quality in terms of total suspended solids, oxygen, grease and oils, leading to corrosion problems, also loss of injectivity and integrity of injection wells. Additionally, it is required updates of maintenance plans for lines, vessels and wells to keep systems and water quality within the desirable ranges,

As part of the water injection activities that take place in the Superintendencia of Operations Huila-Tolima, one of their development strategies is to standardize and optimize the methods for monitoring the performance and efficiency of the water injection in their fields. That is the reason why there is a need to develop a integral method to cover the processes associated with the quality of injection water, lines integrity and the evaluation of current conditions of pressure and flow, and finally evaluating the efficiency of the reservoir, as soon as recovery factor, visualization floodwater and drain area (areal sweep), rates or average oil and cumulative, diagnosis rate and water influx and performance of the injection wells.

## INTRODUCCIÓN

La superintendencia de operaciones Huila-Tolima no cuenta con un proceso estandarizado e integral que permita el monitoreo y aseguramiento de las condiciones de inyección de agua a nivel de superficie y yacimiento. En los últimos años se han evidenciado problemas en cuanto a la calidad del agua, integridad del sistema de inyección y la necesidad de la generación de una metodología para monitorear el desempeño de inyección de agua en el campo.

Para el desarrollo de este trabajo se partió de la recopilación de información obtenida de diferentes fuentes y de revisión bibliográfica que permitiera establecer un proceso eficiente que garantice detectar anomalías y oportunidades de mejora en el objeto de análisis.

Posteriormente, se realizó la revisión y planteamiento de las variables y características del proceso de monitoreo de calidad del agua en los sistemas de tratamiento de las Plantas de Inyección de Agua (PIA), desarrollando la herramienta SICA (Sistema Informático de calidad de Aguas) que permite administrar y monitorear los parámetros físicos-químicos para la generación de informes. Se evaluaron las condiciones de integridad de las líneas mediante la técnica RBI (inspección basada en el riesgo) y por último, se plantearon métodos de evaluación de la eficiencia de inyección a diferentes niveles (campo, patrón y pozo) mediante el uso de la herramienta Oil Field Manager(OFM); finalmente la metodología propuesta fue aplicada al sistema de inyección de agua del campo Tello y Dina, donde se evidenció que ésta es una herramienta útil e integral para monitorear las variables de la inyección de agua y detección oportuna de irregularidades.

## 1 GENERALIDADES

### 1.1 GENERALIDADES DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA- TOLIMA (SOH)

#### 1.1.1 Reseña histórica

La Gerencia Alto Magdalena (GAM) fue creada en noviembre de 1994 con motivo de la reversión a la Nación de la Concesión Neiva 540, por parte de la compañía Houston Oil Colombia S.A., según resolución No, 33 del 28 de marzo de 1994. En el año 2003, con la restructuración de la Empresa, la GAM pasó a ser la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH).

La SOH fue creada bajo el decreto 2394, por el cual se modifica la estructura de Ecopetrol y se estructuran las funciones de sus dependencias. La Superintendencia mantiene operaciones directas de contratos de Producción Incremental (CPI) y explotación en las áreas de Huila y Tolima. Cuenta con un certificado en Gestión de Calidad NTC – ISO 9001:2000, obtenido en enero del 2003 en los procesos de explotación, recolección, tratamiento y entrega de crudo<sup>1</sup>.

En los campos de la superintendencia Huila Tolima (SOH) de ECOPETROL S.A. se inyecta agua como técnica de recobro secundario desde septiembre 1984 en los campos Palogrande – Cebú, en diciembre de 1995 en Dina Cretáceos. En septiembre de 1997 se inició la inyección en campo Tello, en el año 2006 se inició la inyección en los campos Pijao y Dina Terciarios donde este último campo se encuentra bajo la operación del Contrato de Producción Incremental CPI Ecopetrol S.A. en asocio con Petrominerales Limited, finalmente se iniciaron en el año 2010 los pilotos de inyección de los campos Toldado (Tolima) y Tenay.

Actualmente la tasa producción promedio es 20.410 BOPD, con una producción de agua de 152.303 BWPD y cuenta con un caudal de inyección aproximado de 124.237 BWPD, su estructura organizacional está conformada por la superintendencia y los departamentos de producción, mantenimiento e ingeniería, quienes responden por la totalidad de los procesos operativos que se desarrollan en la misma.

---

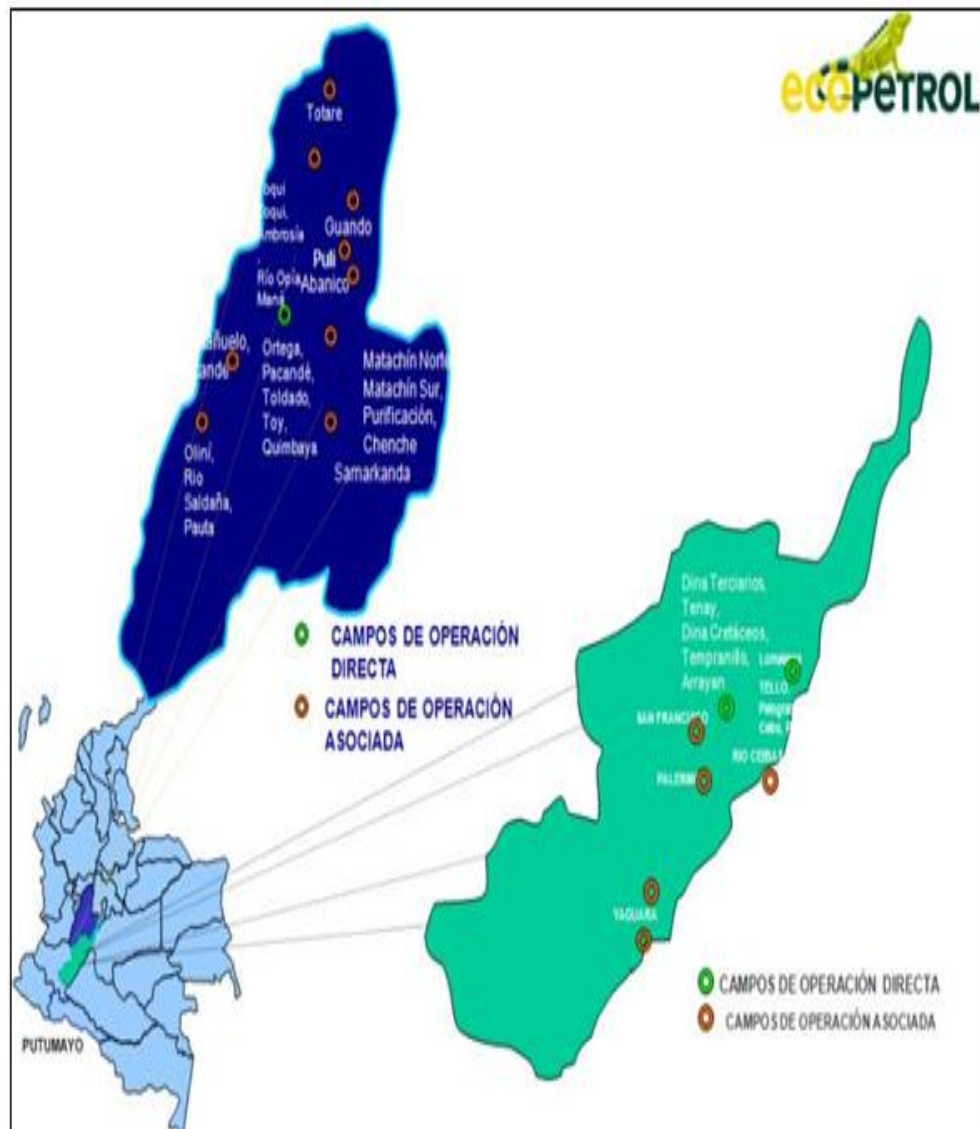
<sup>1</sup>Tomado pagina web corporativa. ECOPETROL



### 1.1.2 Localización de campos SOH.

La SOH se encuentra ubicada a 17 Km de la ciudad de Neiva en la vía a Bogotá, limita al noroeste con el campo Dina Cretáceos, Dina Terciarios, Cebú, Palogrande, Santa Clara, Tenay, Tempranillo, Brisas y Arrayan ubicados en esta área y al sureste con el campo Pijao. El campo Tello está a tres kilómetros del casco urbano al noreste de la ciudad de Neiva. Los campos toldado, Quimbaya y Ortega están lineados en dirección noreste –suroeste y Toy en el centro de la subcuenca de Girardot- Tolima (ver figura 1).

Figura 1. Localización campos de la SOH



Fuente: Página web corporativa de ECOPEPETROL

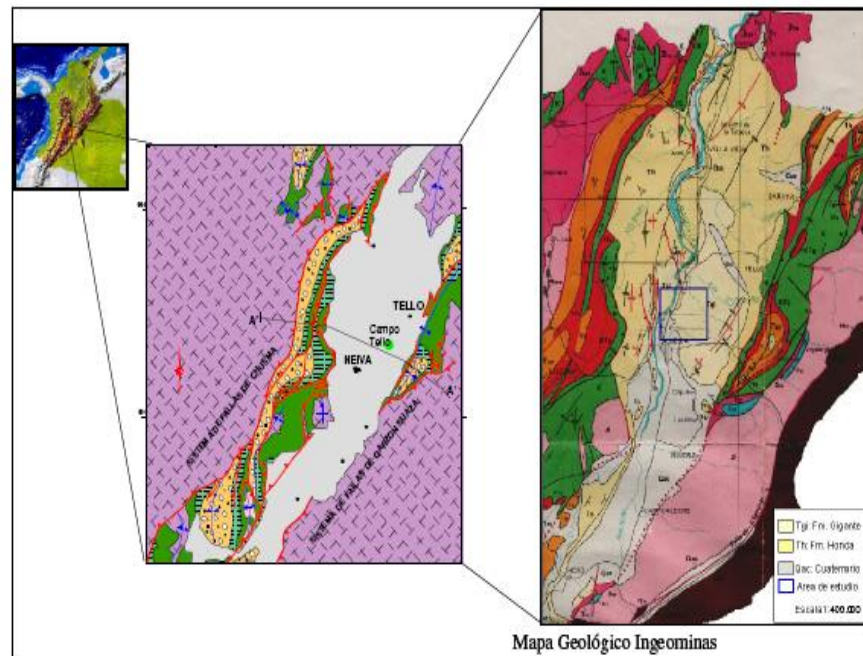
### 1.1.3 Modelo geológico VSM

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena se ha dividido, geológicamente, en dos subcuencas separadas por el arco de Natagaima: al sur, la subcuenca de Neiva y al norte la subcuenca de Girardot.

La subcuenca de Neiva puede definirse como una cuenca de doble "foreland" o antepaís. Está limitada al este por las Fallas de Garzón - Suaza, que ponen en contacto las rocas pre-cretáceas del Macizo de Garzón con los sedimentos terciarios de la Formación Honda; al Oeste, con la Falla de Chusma, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas de la Cordillera Central, con sedimentos cretácicos y terciarios; al Sur, por la confluencia de las Fallas de Chusma y Garzón, Suaza, y al Norte, por el arco de Natagaima, donde afloran rocas pre-cretáceas.

La subcuenca de Girardot es considerada como una depresión y se encuentra limitada hacia su parte occidental por las rocas cristalinas de la Cordillera Central y hacia su borde este por la secuencia sedimentaria de la Cordillera Oriental. Geológicamente presenta rocas sedimentarias de edad Cretáceo, Paleógeno y Neógeno cubiertas discordantemente por depósitos cuaternarios recientes.

Figura 2. Modelo Geológico de la Subcuenca



Fuente: Página web corporativa de ECOPEPETROL

#### 1.1.4 Sistema de inyección de la SOH

La SOH cuenta con dos plantas de inyección de agua (PIA); PIA Tello que suministra agua exclusivamente a dicho campo y PIA Cebú que atiende la inyección de los campos Dina Terciarios (DT), Dina Cretáceos (DK), Palogrande (PG), Pijao (PJ), Cebú (CB) y Tenay (TN) y para el área de Tolima se cuenta con un piloto de inyección al pozo Toldado-05 (TL). Para campo Tello se tiene aprox. 11 Km de líneas de inyección de los cuales se cuenta con un RBI (inspección basada en el riesgo) de 9.046,2 metros y para las líneas de inyección de PIA Cebú aprox. 18 Km de líneas de inyección donde se tiene un RBI de 9.159,2 metros.

La tasa total actual de inyección promedio día de la SOH es de 124.238 BWPD y se cuenta con 43 pozos inyectoros. La distribución del volumen de agua producida e inyectada y el número de pozos inyectoros por campo se muestran en la tabla 1.

El sistema de inyección de agua de PIA Cebú es abastecido por el agua asociada a la producción de crudo proveniente de los 11 campos bajo la operación de la coordinación de producción Huila: Dina Cretáceos y Terciarios, Palogrande, Cebú, Pijao, Santa Clara, Brisas, Tenay, Tempranillo, Tempranillo Norte y Arrayan con una producción de agua actual de 68.955 BWPD, y un volumen de inyección de 65.513 BWPD en los campos PG, TN, CB, DK, DT y PJ-02, presentando un déficit de inyección de 3.442 BWPD debido a que los pozos inyectoros no tienen la capacidad de manejar todo el fluido esperado por lo que ha sido necesario cerrar algunos pozos con altos potenciales de agua, enviar el agua asociada al crudo de la PIA Cebú hacia la Batería Dina Cretáceos que nuevamente se retorna a PIA Cebú (ver figura 3).

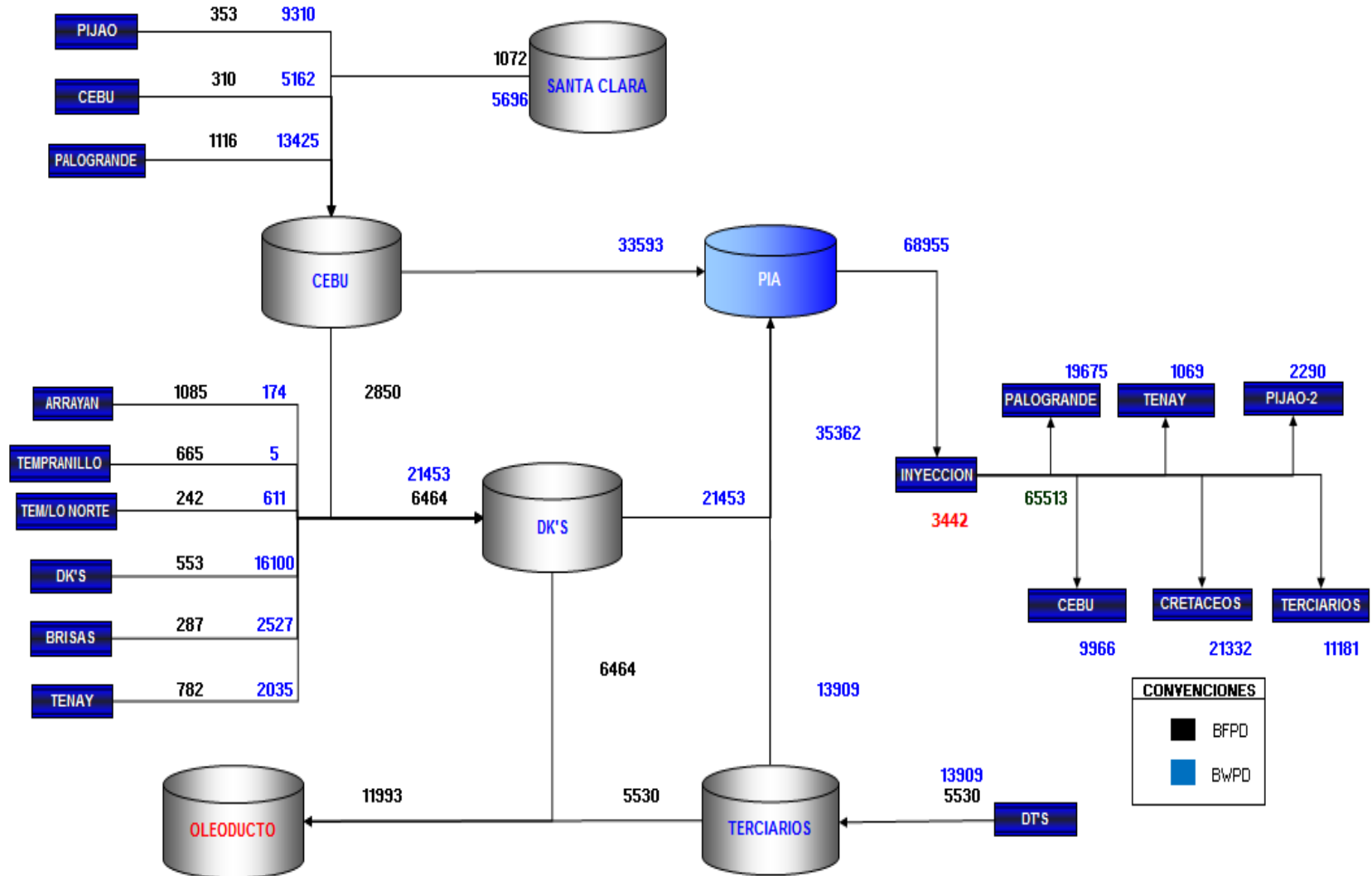
El agua de inyección de campo Tello proviene en su mayor parte del agua producida de este mismo campo y de los campos Andalucía, Loma Larga y la Jagua, donde el volumen de producción de agua actual es de 57.750 BWPD y se inyectan 56.564 BWPD generando un déficit de 1.186 BWPD. El área Tolima cuenta con un piloto de inyección en el pozo TL-05 que se abastece del agua asociada de los campos Ortega y Pacandé separada en la Batería Santa Rita y envía a la Batería Toldado donde se mezcla con el agua de los campos Toldado, Quimbaya y Toy, la tasa de inyección actual es de 2.161 BWPD y los 23.437 BWPD remanentes son vertidos en el Río Tetuán (ver figura 4).

Tabla 1. Producción e inyección de los campos de la SOH

CAMPO	PRODUCCIÓN PROMEDIO DIA			INYECCIÓN AGUA PROMEDIO DIA (BWPD)	N° POZOS PRODUCTORES	N° POZOS INYECTORES
	ACEITE (BOPD)	AGUA (BWPD)	GAS (MSCFD)			
DINA TERCARIOS	5.529,53	13.909,05	5.918,46	11.180,58	127	4
PALOGRADE	1.115,55	13.425,10	213,43	19.674,81	20	10
DINA CRETACEOS	552,61	16.099,98	157,24	21.332,03	12	12
PIJAO	353,06	9.310,43	109,61	2.290,19	7	1
SANTA CLARA	1.071,67	5.695,66	749,62	/	23	/
CEBU	309,78	5.161,76	94,24	9.966,32	5	2
TENAY	782,15	2.035,27	1.441,55	1.068,71	10	2
BRISAS	287,27	2.526,93	75,47	/	7	/
TEMPRANILLO	664,77	5,05	668,23	/	2	/
TEMRANILLO NTE	242,27	611,40	140,66	/	1	
ARRAYAN	1.084,61	174,30	265,43	/	2	/
<b>AREA NEIVA</b>	<b>11.993,27</b>	<b>6.8954,93</b>	<b>9.833,94</b>	<b>65.512,64</b>	<b>216</b>	<b>31</b>
TELLO	5.093,57	5.6525,66	638,64	56.563,81	31	11
ANDALUCIA	121,57	1.075,90	0,00	/	9	/
LOMA LARGA	481,55	143,82	35,00	/	4	/
LA JAGUA	43,77	4,59	0,00	/	1	/
<b>AREA TELLO</b>	<b>5.740,46</b>	<b>5.7749,97</b>	<b>673,64</b>	<b>56.563,81</b>	<b>45</b>	<b>11</b>
TOLDADO	991,42	17.116,05	109,94	2.161,32	7	1
QUIMBAYA	202,45	7.601,58	68,65	/	3	/
ORTEGA	266,06	10,29	2,23	/	3	/
PACANDE	919,35	255,97	107,94	/	4	/
TOY	187,13	502,97	95,39	/	2	/
DON PEDRO NORTE	110,26	111,82	0,00	/	1	/
<b>AREA TOLIMA</b>	<b>2.676,67</b>	<b>25.598,68</b>	<b>384,15</b>	<b>2.161,32</b>	<b>20</b>	<b>1</b>
<b>TOTAL SOHT</b>	<b>20.410,40</b>	<b>152.303,58</b>	<b>10.891,73</b>	<b>124.237,77</b>	<b>281</b>	<b>43</b>

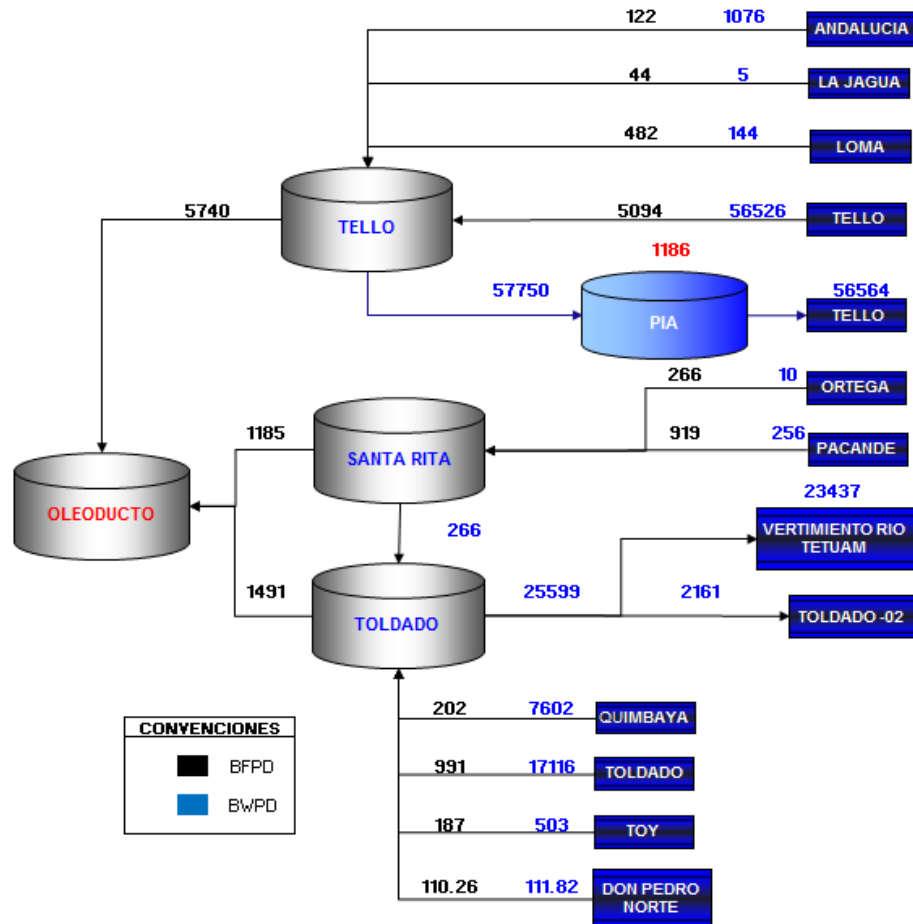
Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte diario de producción e inyección y formas ministeriales (modificado y actualizado por los autores Dic. 2012).

Figura 3. Esquema sistema de abastecimiento de agua PIA Cebú.



Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte diario de producción e inyección y formas ministeriales (modificado y actualizado por los autores Dic. 2012).

Figura 4. Esquema sistema de abastecimiento de agua PIA Tello y piloto inyección TL-05



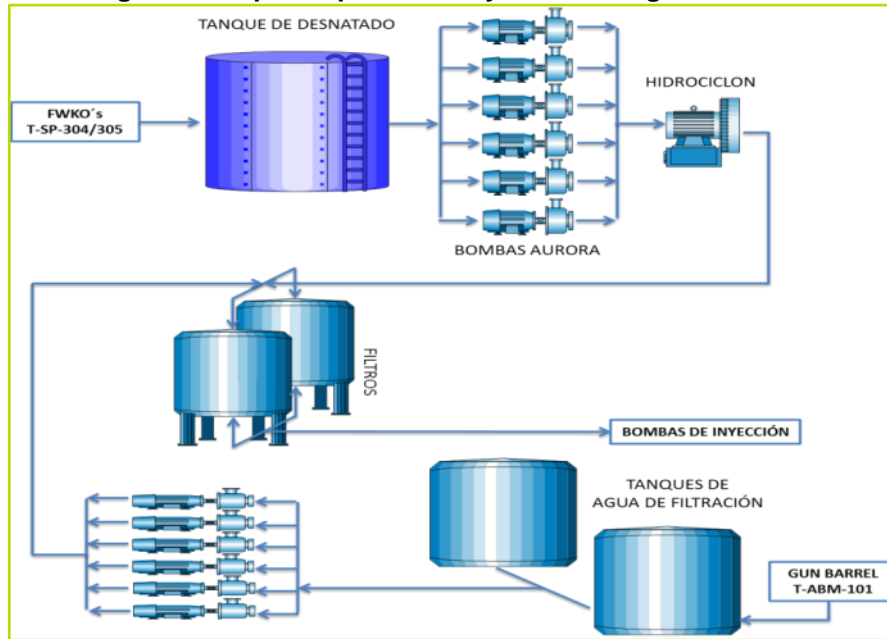
Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte diario de producción e inyección y formas ministeriales (modificado y actualizado por los autores Dic. 2012).

### 1.1.5 Proceso planta de inyección agua PIA-Tello

El agua de inyección proviene de los pozos en producción y debido a sus trazas de aceite es tratada adecuadamente con pre-filtros, tanques de desnatado, hidrociclón y por ultimo un filtrado final que la deja apta para la inyección, de esta forma pasa a las bombas de inyección como se muestra en la figura 5.

La tasa actual de inyección de las bombas es de 49.200 BWPD que se distribuyen en dos ramales principales, en el ramal Norte cuenta con 3 bombas multietapas centrifugas Wood Group con motores eléctricos y presión de descarga de 1.340 psi, para el ramal sur se tienen 4 bombas reciprocantes con una presión de descarga de 1300 psi aproximadamente.

**Figura 5. Esquema planta de inyección de agua PIA-Tello**



Fuente: Ecopetrol S.A

### 1.1.6 Proceso planta inyección de agua PIA Cebú.

La PIA Cebú, la cual trata y separa los fluidos provenientes de los pozos PJ, CB, PG y SC, donde el agua pasa por dos Skimming Tank de 1200 Bls c/u, que trabajan en paralelo que permiten reducir la cantidad de grasas y aceites, por medio de una línea de 8" pasa al tanque TK120 de 80.000 Bls donde se mezcla con el agua proveniente de las baterías DT y DK, que previamente ha ingresado al tanque TK-100 de 4500 Bls el cual es utilizado para el desnate.

El agua almacenada en el TK 120 (80.000 Bls), sale a través de una línea de 20" hacia tres bombas alimentadoras P140 /160/180 donde la capacidad de flujo es igual a 35.000 BPD, 39.000 BPD y 42.000 BPD todas @ 60 psig respectivamente; dos en operación y una en back up, que distribuyen el flujo a los filtros F200 WEMCO y NEW GAS ambos de cascara de nuez con una capacidad de 36.000 BPD c/u, que tienen como finalidad remover grasas y aceites a un mínimo de 5 mg/l y sólidos suspendidos a 5 ppm.

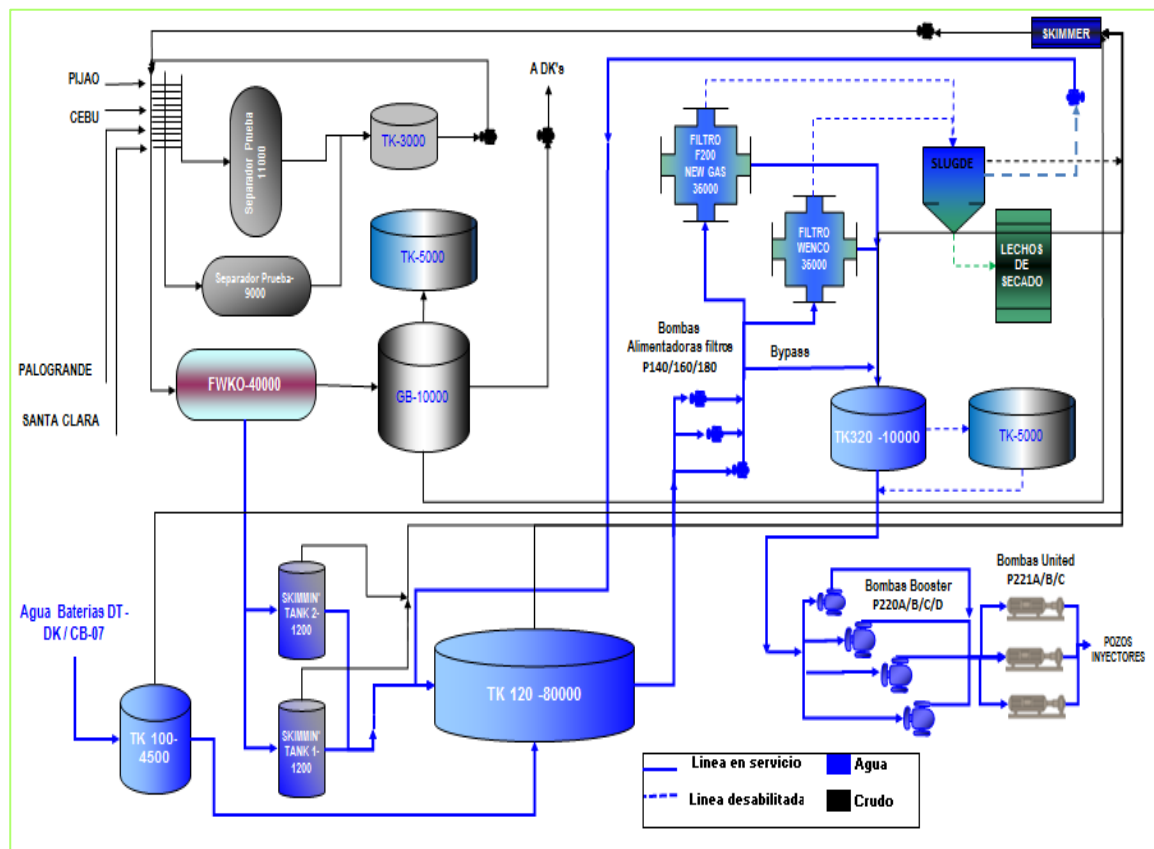
El proceso de lavado de filtros se realiza por diferencial de presión de 15 psi medido a la entrada contra la salida de agua de la vasija; ésta cuenta con sus respectivos enclavamientos de permiso para el lavado de cada filtro. Este proceso



de lavado se encuentra programado en una rutina del software y se ejecuta manualmente desde la sala de control.

Del sistema de filtrado se direcciona el agua hacia el TK320 de 10.000 Barriles o en caso de eventualidad al TK de 5.000 Bls. El TK320 sirve de succión para las cuatro bombas Booster P220 A/B/C/D de tipo centrífuga con motor eléctrico, con capacidad de bombeo de 20000 BPD y presión de descarga de 200 psig c/u, las cuales alimentan las bombas de inyección United P221A/B/C del tipo multietapas. La bomba P221A es de 10 etapas con capacidad de bombeo de 42.000 barriles, las dos restantes son de 12 etapas con capacidad de 52.000 barriles c/u, a una presión de descarga de 2.000 psi. Todas las bombas descargan a un colector que lleva agua a los ramales principales y secundarios y finalmente a los pozos inyectoros (ver figura 6).

Figura 6. Esquema planta de inyección de agua PIA-Cebú.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado y actualizado por los autores



## 2 MONITOREO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN

Para una operación económica de inyección de agua es indispensable disponer de una abundante fuente de agua de óptima calidad. La calidad del agua de inyección requiere ser monitoreada regularmente y la fuente de agua o el agua de retorno necesita un tratamiento para garantizar una óptima calidad del agua de inyección.

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 vida del proyecto. Idealmente la calidad del agua debe ser tal que la corrosión, la escamación y el taponamiento sean mínimos; ésta debe estar libre de sólidos, bacterias, residuos de grasas y aceites, gases disueltos, ser compatible con los fluidos del yacimiento; además debe ser de bajo costo. El monitoreo exacto y preciso en combinación con una interpretación de datos y un control de procesos apropiados son esenciales para el éxito de la inyección de agua.

### 2.1 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE INYECCIÓN DE ACUERDO A SUS PARÁMETROS FÍSICOS. QUÍMICOS Y BIOLÓGICOS

En las operaciones de inyección de agua se tiene principal interés en aquellos iones, propiedades físicas y biológicas que son importantes desde el punto de vista del aumento de la corrosión, incrustaciones o taponamiento. A continuación se presentan de la tabla 2 al 5 los parámetros fisicoquímicos y biológicos a monitorear, donde se muestran los efectos, componentes precipitantes, problemas y técnicas y análisis de monitoreo de cada parámetro.

En la tabla 6 se evidencian los valores máximos recomendados para un agua de inyección de buena calidad en la superintendencia de operaciones Huila- Tolima SOH, para asegurarse que las variables de control no sobrepasen los límites aceptables y establecer un plan de acción contra las deficiencias encontradas en el proceso de tratamiento del agua.

Tabla 2. Parámetros químicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH (Iones).

PARÁMETRO QUÍMICO	EFFECTO	COMPONENTE PRECIPITANTE	PROBLEMAS	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO.
CALCIO Ca <sup>++</sup>	Es uno de los mayores constituyentes de las salmueras de los campos petrolíferos. Puede fácilmente combinarse con iones bicarbonato, carbonato o sulfato y precipitarse formando incrustaciones adherentes o sólidos suspendidos (CaHCO <sub>3</sub> . CaCO <sub>3</sub> . CaSO <sub>4</sub> ).	Sulfato de Calcio (CaSO <sub>4</sub> )	Incrustaciones. Depósitos insolubles.	Espectrometría de masas con plasma inducido (ICP-OES). Titulación. Gravimétrico.
		Carbonato de Calcio ( CaCO <sub>3</sub> )		
		Bicarbonato de Calcio (CaHCO <sub>3</sub> )		
MAGNESIO Mg <sup>++</sup>	Se presenta en concentraciones más bajas que el calcio. Los iones magnesio tienden a aumentar los problemas de incrustación de carbonato de calcio (CaCO <sub>3</sub> ) debido a la co-precipitación con el ión calcio. Tiene la capacidad de combinarse con el ión sulfato y con el carbonato de calcio.	Carbonato de Magnesio (MgCO <sub>3</sub> )	Incrustaciones	
		Sulfato de Magnesio (MgSO <sub>4</sub> )	Soluble y no forma incrustación	
BARIO Ba <sup>++</sup>	Este ión se encuentra en pequeñas cantidades en el agua asociada, pero genera graves problemas de scale, si se combina con los iones sulfato y carbonato.	Sulfato de Bario (BaSO <sub>4</sub> )	Extremadamente insoluble, se remueve mecánicamente o sino debe cambiarse el equipo o línea, generando altos costos.	Espectrometría de masas con plasma inducido (ICP-OES). Turbidimétrico. Colorimétrico (SM-3500).
SODIO Na <sup>+</sup>	Está presente en altas concentraciones en las aguas de formación, normalmente no causa problemas.	Cloruro de sodio(NaCl)	No causa problemas	Espectroscópica (ICP-OES). Gravimétrico. Analíticos.
HIERRO Fe	Los iones de hierro están presentes en el agua de forma natural en concentraciones menores a 100 mg/l o como producto de la corrosión, la precipitación de estos produce depositaciones en la formación y taponamiento de los pozos inyectoras. El hierro ferroso se oxida fácilmente; cualquier contaminación de la muestra de agua por el oxígeno de la atmósfera causará la oxidación del hierro ferroso en hierro férrico y la precipitación de alguna cantidad de hierro como hidróxido férrico Fe(OH) <sub>3</sub>	Ión Férrico - Fe <sup>+++</sup>	Forma depósito adherente (acmita). Indica corrosión.	Colorimétrico. Fotométrico. Cupones de corrosión. Titulación. Espectrometría de masas con plasma inducido (ICP-OES).
		Ión Ferroso - Fe <sup>++</sup>	Indica corrosión	

Tabla 2. (Continuación) Parámetros químicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH (Iones).

PARÁMETRO QUÍMICO	EFEECTO	COMPONENTE PRECIPITANTE	PROBLEMAS	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO.
<b>CLORURO</b> $\text{Cl}^-$	Principal constituyente de las aguas asociadas. La mayor fuente de los iones cloruros es el cloruro de sodio (NaCl), por tanto es utilizado para medir la salinidad del agua; en una concentración mayor a 5000 ppm se considera un agua salada.	Cloruro de Calcio. (NaCl)	La corrosividad de éste ión aumenta a medida que aumenta su concentración.	Potenciometría (ICP). Titulación.
<b>CARBONATO</b> $\text{CO}_3^{=}$ <b>BICARBONATO</b> $\text{HCO}_3^-$	Estos iones son importantes debido a que pueden formar incrustaciones insolubles. Estos iones están presentes en el agua a un pH entre 4.3 - 10.	Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) Bicarbonato de Calcio ( $\text{CaHCO}_3$ )	Incrustaciones insolubles Partículas Suspendidas	Titulación potenciométrica
<b>SULFATO</b> $\text{SO}_4^{=}$	Puede presentarse en cantidades relativamente grandes y tiene la facilidad de combinarse con calcio, estroncio o bario y formar precipitados poco solubles; la presencia de este ión en el agua incrementa su corrosividad.	Sulfuro de Hierro ( $\text{FeSO}_4$ )	El sulfuro de hierro generado como producto de la corrosión es un agente eficiente de taponamiento. De igual forma, es aprovechado por las bacterias sulfato-reductoras como alimento.	Turbidimetría (ICP). Gravimetría.
<b>pH</b>	Indicador de la tendencia de la acidez o alcalinidad de una solución, permite distinguir la presencia de aguas corrosivas o precipitaciones. Esta propiedad es de gran importancia por varias razones; afecta la solubilidad del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y de los compuestos de hierro. Un agua de inyección de óptima calidad debe tener un pH entre 6.5 y 8.5.		El pH entre 6 - 8 favorece el crecimiento de BSR. Cuanto mayor sea el pH, mayor es la tendencia de la precipitación y a medida que el pH disminuye, la corrosividad del agua aumenta.	pH-metro
<b>ALCALINIDAD</b>	La alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. La concentración de $\text{CO}_3$ es conocida como alcalinidad "P" y la del $\text{HCO}_3$ es conocida como alcalinidad "M".			
<b>DUREZA</b>	La dureza representa la concentración total de iones de magnesio y calcio y se expresa en partes por millón de $\text{CaCO}_3$ . Otros iones contribuyen a la dureza aunque no en gran medida debido a sus bajas concentraciones. La dureza se divide en dos clases, la de carbonatos y la de no carbonatos. La de carbonatos se puede controlar de manera sencilla y económica, aunque la de los no carbonatos es más difícil y costosa de eliminar.			

Tabla 3. Parámetros químicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH (Gases disueltos).

GASES DISUELTOS	EFEECTO	COMPONENTE	PROBLEMAS	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO.
OXÍGENO O <sub>2</sub>	El oxígeno es el gas disuelto más agresivo y problemático, siendo alrededor de 20 veces más corrosivo en el acero que el CO <sub>2</sub> y 400 veces más que el H <sub>2</sub> S (ver figura 7).	Hidróxido Ferroso (Fe (OH) <sub>2</sub> )	*Corrosividad por pitting. *Taponamiento si hay presencia de hierro disuelto debido a que la acción del oxígeno es doble, despolarizando el cátodo, el oxígeno oxida los iones ferrosos a iones férricos, los cuales forman hidróxido férrico insoluble que puede generar problemas de taponamiento (por encima de un pH de 3). *Facilita el desarrollo de bacterias aeróbicas.	Titulación, celda galvánica, electrodo de membrana o por inspección visual.
		Hidróxido Férrico (Fe (OH) <sub>3</sub> )		
		Oxido Férrico (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - Agua roja)		
DIÓXIDO DE CARBONO CO <sub>2</sub>	Su formación puede darse por la descomposición de materiales orgánicos o por oxidación de carbonatos y bicarbonatos. *El aumento de la temperatura, presión parcial del CO <sub>2</sub> por encima de 30 psi y turbulencia generada por disminución de diámetro son parámetros claves que aumentan la corrosión por dióxido de carbono.	Acido Carbónico (H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	* Al reaccionar el CO <sub>2</sub> con el agua se produce el ácido carbónico. Este ácido realmente es muy débil, sin embargo, el CO <sub>2</sub> en solución es más corrosivo que soluciones de ácidos fuertes al mismo pH. *Reacciona con el hierro para formar incrustaciones de carbonato de hierro (FeCO <sub>3</sub> ). *El dióxido de carbono disuelto contribuye a la corrosión, también influye en la tendencia de incrustación de CaCO <sub>3</sub> y disminuye el pH del agua.	Titulación. Colorimétricos.
		Carbonato de hierro (FeCO <sub>3</sub> ).		
		Carbonato de Calcio (CaCO <sub>3</sub> )		
SULFURO DE HIDRÓGENO H <sub>2</sub> S	Este gas puede estar presente naturalmente o puede ser generado por bacterias sulfato-reductoras y tiende a disminuir el pH del agua. Se caracteriza por su olor desagradable y su alto grado de toxicidad.	Sulfuro de Hierro (Agua Negra)	Cuando el agua cambia de color y se torna negra puede indicar la presencia de este gas, debido al sulfuro de hierro que es producto de corrosión generando un scale fino e insoluble y al ser combinado con el ión ferroso forma sulfuro ferroso.	Colorimétrico de Azul de Metileno

**Nota.** La presencia y concentración de los gases disueltos en el agua de inyección ocasiona la corrosión de las líneas, vasijas y accesorios; ésta puede ser de tipo uniforme o por picadura y los rangos de velocidad de corrosión aceptados por la referencia NACE STANDARD RP-07-75 se muestran en tabla 8.

Tabla 4. Parámetros biológicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH

PARÁMETRO	EFECTO	TIPO Y CONDICIONES OPTIMAS DE CRECIMIENTO	PROBLEMAS	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO.
<b>BACTERIAS SULFATO-REDUCTORAS (BSR)</b>	Son anaeróbicas pero sobreviven en medios con oxígeno bajo depósitos. Éstas frecuentemente se encuentran en zonas de baja velocidad (bajo incrustaciones o barros de fondo de tanque; en empaques, anulares, detrás del casing; en lodos, fluidos de terminación, FWKO, tanques lavadores y aún en suelos que rodean ductos enterrados). Las BSR tienen un pH de tolerancia de 5 a 9 y presiones por debajo de 14500 psi.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Desulfovibrio Desulfuricans:</b> Temp:77-110°F; pH: 6- 8; NaCl: 0- 100.000 mg/l</li> </ul>	Las BSR provocan corrosión por pitting por la reducción del ión sulfato presente en el agua a sulfuro de Hidrógeno, el producto de esta corrosión es el sulfuro de hierro (de color negro) que puede taponar la formación, los filtros, las tuberías. etc.	ATP. Reducción APS. Dilución serial API RP-38
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Desulfotomaculum Nigrificans:</b> Temp= 130°F Concentración de NaCl máximo:20.000 mg/l</li> </ul>		
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Desulfotomaculum orientis:</b> Temp: 85°F-100 °F Concentración de NaCl máximo:20.000 mg/l</li> </ul>		
<b>BACTERIAS FERROBACTERIAS</b>	Las bacterias oxidantes del hierro son aeróbicas pero pueden crecer en ambientes de hasta 0.5 ppm de oxígeno disuelto.	Galliónela	Corrosión. Taponamiento. Metabolizan el Hierro y forman depósitos.	Examinación microscópica
<b>BACTERIAS FORMADORAS DE LAMA O LODO</b> (depósitos blancos y grises)	Son aeróbicas, causan taponamiento en los filtros, líneas y pozos inyectoros e impiden la penetración del O <sub>2</sub> , promoviendo la corrosión por celdas de concentración diferencial de O <sub>2</sub>	Seudomonas	Impiden la penetración del O <sub>2</sub> , creando ambientes propicios para las bacterias sulfato-reductoras.	Examinación Microscópica
		<i>Flavobacterias aeróbicas</i>	Taponamiento de filtros y de la formación.	
		<i>Acrobacterias</i>		

**Tabla 5. Parámetros físicos a monitorear en las aguas de inyección de la SOH**

PARÁMETRO	EFFECTO	TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y MONITOREO.
<b>TURBIDEZ</b>	Es un parámetro relacionado con el grado de oscuridad del agua que depende de la cantidad de materia insoluble como sólidos 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>	Ésta afecta factores como la gravedad específica, la resistividad específica, la solubilidad de los gases y el pH del agua; de igual manera afecta la tendencia a la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de estroncio. Un aumento en la temperatura incrementa la tasa de corrosión.	Termómetro
<b>SÓLIDOS 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 sólidos suspendidos. El Estándar de calidad de los sólidos totales suspendidos en el agua de inyección es aceptada por la referencia NACE TMO 173-05 (ver tabla 7).	Análisis químicos, concentración de Sólidos. Espectrometría infrarroja.
<b>GRASAS Y ACEITES</b>	Pueden causar la reducción de la inyectividad, además actúan como un excelente pegante para sólidos como el sulfuro de hierro aumentando el taponamiento y dañando el sistema de filtración.	Separación gravimétrica. Separación infra-roja. Volumétrica Extracción soxhlet
<b>PENDIENTE CAUDAL vs VOLUMEN</b>	Es una prueba realizada para la clasificación de la calidad del agua que consiste en filtrar el agua a través de una membrana de 0.45 micras a una presión constante de 20 psi en un tiempo determinado. Los sólidos se cuantifican mediante diferencia de peso de la membrana filtrante antes y después de la prueba. Ver tabla 7.	NACE TMO 173-05.

**Tabla 6. Valores máximos recomendados para un agua de inyección de buena calidad en la superintendencia de operaciones Huila- Tolima SOH**

PARAMETRO	LIMITE PERMITIDO	NORMA	TIPO DE ANALISIS	OTRAS REFERENCIAS
Hierro disuelto (Fe <sup>++</sup> )	< 1 mg/l	NACE RP 0192-98 *	Análisis físicoquímicos (in situ)	
Hierros totales	< 5 mg/l			
pH	6.5- 8.5	NACE**		
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	< 1 mg /l			Nota técnica 5 (ver tabla 9).
CO <sub>2</sub>	< 10 mg /l			
H <sub>2</sub> S	0 mg /l			
Turbidez	< 2 NTU			
BSR	< 10000 ufc/ ml	ASTM 4412-02*	Bacteriológico	API RP38 (ver tabla 10).
Sólidos suspendidos	< 5 mg/l	NACE 173-05*** ( ver tabla 7)	Calidad de agua	Nota técnica 5 (ver tabla 9).
Pendiente Q vs V	< 0.99 mg/l			
Grasas y Aceites	< 2 mg / L	NACE**		Nota técnica 5 (ver tabla 9).

\* Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts  
 \*\* Ostroff A.G. "Introduction to oilfield water technology" NACE. Houston. 1979  
 \*\*\* Evaluación del sistema de inyección del campo Dina de la SOH durante el año 2011

Fuente: los autores

**Tabla 7. Clasificación de la calidad del agua, según referencia NACE173-05**

Parámetro	Rating					
	1	2	3	4	5	6
SS: Sólidos suspendidos mg/	0 - 0.4	0.5 - 0.9	1 - 2.4	2.5 - 4.9	5.0 - 9.9	> 10.0
	Despreciable	Muy baja	Baja	Moderado	Grande	Excesivo
m: pendiente Q vs V	0-0.09	0.1 - 0.29	0.3 - 0.49	0.5 - 0.99	1 - 1.79	> 1.80
	Excelente	Muy buena	Buena	Aceptable	Pobre	Excesiva

Fuente: Evaluación del sistema de inyección del campo Dina de la SOH durante el año 2011

### 2.1.1 Rangos de velocidad de corrosión

La presencia y concentración de los gases disueltos en el agua de inyección ocasiona la corrosión de las líneas, vasijas y accesorios; ésta puede ser de tipo uniforme o por picadura y los rangos de velocidad de corrosión aceptados por la referencia NACE STANDARD RP-07-75 se muestran en tabla 8.

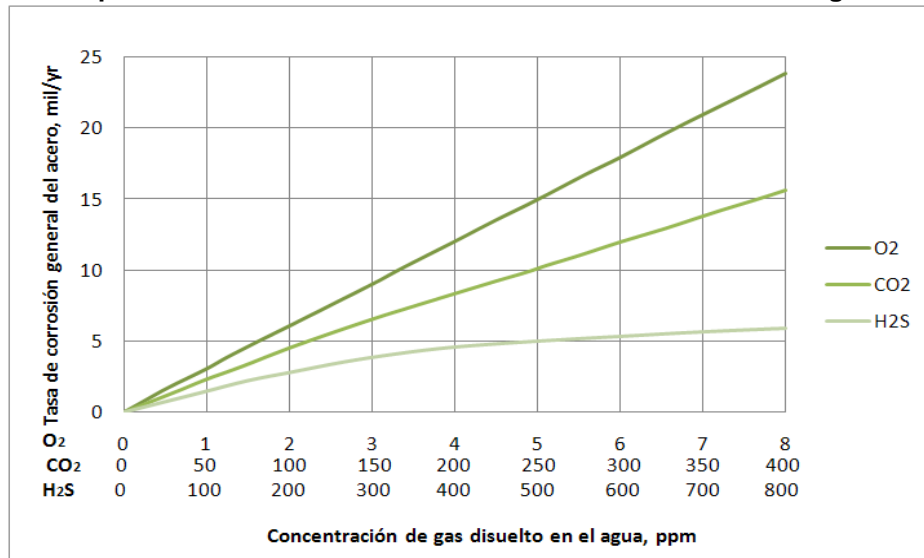
**Tabla 8. Clasificación de la velocidad de corrosión**

Clasificación	Tasa de corrosión promedio mpy	Tasa de pitting promedio mpy
Baja	1	< 5.0
Moderada	1 - 4.9	5.0 – 7.9
Alta	5 - 10	8.0 – 15.0
Severa	>10	> 15.0

Fuente: NACE STANDARD RP-07-75

La figura 7 muestra la comparación de las tasas de corrosión del acero expuesto a diferentes concentraciones de gases  $O_2$ ,  $CO_2$  y  $H_2S$  disueltos en el agua, mostrando que el  $O_2$  es alrededor de 80 veces más corrosivo que el  $CO_2$  y 400 veces más corrosivo que el  $H_2S$ .

**Figura 7. Comparación de la tasa de corrosión del acero con diferentes gases disueltos**



Fuente: Corrosion in the Oil Industry. Oil field Review. 1994

### 2.1.2 Criterios calidad de agua de otras referencias

Existen algunos criterios de calidad del agua de inyección, desde el punto de vista “operativo” expresados por varias referencias y/o autores que se mostraran a continuación:



**Tabla 9. Calidad agua de inyección – según GPA Estudios y servicios petroleros SRL. Nota técnica 5. Barben- Symank 1988**

Calidad del agua	Oxígeno (ppm)	STS (mg/L)	(Lb de STS por cada 1000 Bbl inyectado/Día)	G & A (mg/L)	(Lb de G y A por cada 1000 Bbl inyectado/Día)
EXCELENTE	0	<10	< 3.506	<15	< 5.258
MUY BUENA	<20	10 -15	3.506 - 5.258	15 - 25	5.258 - 8.764
BUENA	20 - 50	15 - 25	5.258 - 8.764	25 - 35	8.764 - 12.269
REGULAR	50 - 100	25 - 40	8.764 - 14.022	35 - 45	12.269 - 15.775
POBRE	>100	> 40	> 14.022	>45	> 15.775

Fuente: Calidad de agua de inyección.

**Tabla 10. Guía para la interpretación de los resultados obtenidos por dilución serial API RP38**

Muestra Original Colonias/ml	Medios Aeróbicos	Medios Anaeróbicos
0	Bueno	Bueno
1 a 10	Sistema en Observación	Satisfactorio
10 a 100	Moderadamente Contaminado	Sistema en Observación
100 a 1000	Alto - Problemas	Moderado
1000 a 10000	Inmediata atención	Moderado - Alto
10000 a 100000	Muy Alta - La formación puede taponarse	Muy Alta - La formación puede taponarse

Fuente: Calidad de agua de inyección.

## 2.2 PRECIPITACIONES MÁS COMUNES EN LOS CAMPOS PETROLEROS

### 2.2.1 Sulfato de bario ( $BaSO_4$ )

Este es el componente de mayor insolubilidad, su estabilidad está influenciada por la temperatura, sales disueltas, presión y pH. Su solubilidad (77°F) es 2.3 mg/l y puede producir problemas en todo el sistema de abastecimiento de agua.

**Efecto de la temperatura:** La solubilidad del sulfato de bario aumenta hasta temperaturas de 212°F (100°C); pero por encima de esta temperatura y con TDS menores a 5000 ppm la solubilidad disminuye.

Debido a que con aumentos de temperatura la solubilidad incrementa pero en un rango muy limitado, por regla general si la temperatura se eleva de 77°F (2.3mg/l) a 203°F (3.9 mg/l) se asume que la solubilidad se duplica.

**Efecto de las sales disueltas:** La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en el agua aumenta con la concentración de  $\text{NaCl}$ , con la adición de 100000 mg/l de sales disueltas se aumentará 13 veces la solubilidad del ( $\text{BaSO}_4$ ) pasando de 2.3mg/l a 30mg/l con una temperatura base de 77°F, al aumentar la temperatura la solubilidad aumenta.

**Efecto de la Presión total:** El incremento en presión ocasiona un aumento en la solubilidad de esta sal, debido a consideraciones termodinámicas. Es decir, que la caída en la presión será una de las primeras causas de scale.

### 2.2.2 Carbonato y bicarbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ; $\text{CaHCO}_3$ )

**Efecto de temperatura:** El carbonato de calcio es la única incrustación cuya solubilidad disminuye con la temperatura. La mayor parte de las sales inorgánicas son más solubles en agua a mayor temperatura, a una temperatura de 77°F su solubilidad es de 53mg/l.

**Efecto de la presión parcial del  $\text{CO}_2$ :** a mayor cantidad de  $\text{CO}_2$ , mayor será la generación de los aniones formadores de esta sal. La solubilidad del carbonato de calcio aumenta con el incremento de la presión parcial del  $\text{CO}_2$  a temperatura constante.

**Efecto del pH:** Aunque la presencia del  $\text{CO}_2$  en el agua produce una disminución del pH, esto no indica que la tendencia a formar esta sal sea a valores bajos de pH, sino por el contrario esta sal se desestabiliza más rápidamente al incrementar los valores de alcalinidad del agua (pH por encima de 11 y 7 para el carbonato de calcio y el bicarbonato de calcio respectivamente).

**Efecto de la presión total:** La caída de presión es una de las principales causas de la depositación del carbonato de calcio, presentándose en accesorios que producen tales, como: cheques, válvulas, choques, etc. que inducen al flujo turbulento produciendo una sobresaturación, que sería el primer paso para la formación de la sal. Caso contrario ocurre cuando la presión del sistema incrementa; ya que de igual manera la presión parcial del dióxido de carbono también lo hace, aumentándose la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$ .

**Efecto de las sales disueltas:** La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en el agua aumenta con el contenido de sales disueltas hasta una concentración de cerca de 200.000 mg/l, disminuyendo la tendencia de scale.

### 2.2.3 Sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ )

El sulfato se puede encontrar en salmueras en tres tipos que son: yeso, hemihidrato y anhidrita, pero el depósito más común en campos petroleros es el yeso. Su solubilidad (77°F) es 2.080 mg/l.

A una temperatura menor de 176 °F se tiene yeso, y entre 176°F – 250°F alguno de los tres tipos de calcio se pueden formar, en el extremo inferior lo más probable que se encuentre es yeso, en el límite superior anhidrita y el hemihidrato se encuentra en éste rango a condiciones no turbulentas y con alta fuerza iónica.

#### **Efecto de la Temperatura.**

- El tope máximo de la solubilidad del yeso se encuentra a una temperatura de 100°F.
- $T > 100^\circ\text{F}$  la anhidrita se vuelve menos soluble que el yeso y se espera tener un precipitado de  $\text{CaSO}_4$  en pozos profundos y calientes.

**Efecto de las sales disueltas:** Al incrementar la concentración NaCl a cerca de los 150.000 mg/l se tiene un máximo de solubilidad de Yeso.

**Efecto de la Presión:** El incremento de presión aumenta la solubilidad, pero su efecto decrece con el incremento de temperatura.

#### 2.2.4 Sulfato de estroncio ( $\text{SrSO}_4$ )

**Efecto de la temperatura:** la solubilidad del sulfato de estroncio decrece con la temperatura, su solubilidad ( $77^\circ\text{F}$ ) es de 129 mg/l.

**Efecto de las sales disueltas:** la solubilidad del  $\text{SrSO}_4$  incrementa con el contenido de NaCl hasta un máximo de 175.000 mg/l.

**Efecto de la presión:** La caída de presión es una de las principales causas de la depositación del  $\text{SrSO}_4$  en el sistema de producción que inducen al flujo turbulento produciendo una sobresaturación.

Tabla 11. Solubilidad de los tipos de incrustación a  $77^\circ\text{F}$

Tipo de incrustación	Solubilidad (mg/l)
Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ )	2,3
Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ )	53
Sulfato de Estroncio ( $\text{SrSO}_4$ )	129
Sulfato de Calcio ( $\text{CaSO}_4$ )	2.080
Cloruro de Sodio (NaCl)	318.000

Fuente: PATTON. Applied Water Technology. 1986.

#### 2.2.5 Compuestos de hierro

Los iones de hierro están presentes en el agua de forma natural o como producto de la corrosión, la precipitación de estos produce problemas de depositación en la formación y taponamiento en los pozos inyectoros.

**Dióxido de carbono:** Este reacciona con el hierro y forma carbonato de hierro. La formación de scale es probable a un pH mayor de 7.

**Sulfuro de Hidrogeno:** Reacciona con el hierro y produce sulfuro de hierro que puede generar un scale fino e insoluble, este es la causa del “agua negra”.

**Oxigeno:** Los compuestos más comunes son hidróxido férrico  $Fe(OH)_2$  (insoluble en un pH por encima de 4), hidróxido ferroso  $Fe(OH)_3$  y óxido férrico  $Fe_2O_3$  (agua roja), que resultan del contacto con el aire.

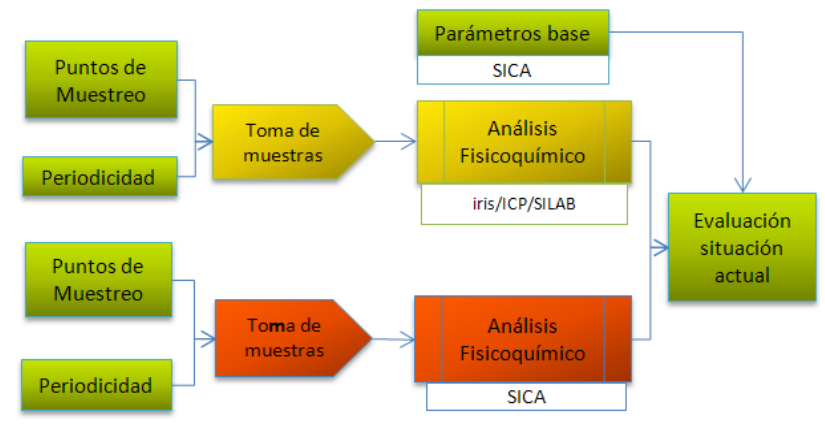
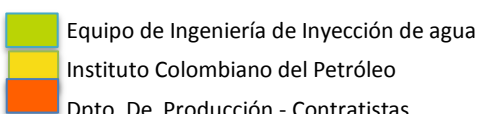
### 2.3 PROCESO DE MONITOREO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN

Con el objetivo de describir las actividades y responsabilidades para realizar el monitoreo de la calidad del agua de inyección en la superintendencia de operaciones Huila Tolima, se elabora el siguiente diagrama de proceso, que inicia con los acuerdos de adquisición de información y finaliza con el establecimiento de planes de acción.

Es de importancia significativa identificar, conocer y evaluar las posibles causas de los problemas que afectan la calidad del agua ya que esto permite tomar acciones pertinentes, evitando de esta manera consecuencias negativas en las operaciones de inyección realizadas. Para lograr este propósito, es necesario aplicar los procedimientos apropiados de muestreo en los puntos establecidos y llevar un seguimiento y control de las variables del proceso, haciendo uso de la herramienta del ICP - SILAB y de la base de datos del departamento de producción de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima SICA de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima. (Sistema de Información de Calidad de Agua) (Ver anexo A y G).

	<b>PROCESO MONITOREO DE CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN</b>	<b>Versión 1</b>
		<b>Elaborado --/--/--</b>


<b>OBJETIVO</b>	Asegurar el flujo de información y el monitoreo de la calidad del agua.	<b>ALCANCE</b>	Aplica para la los procesos de tratamiento de agua de la SOH Inicia con los acuerdos de adquisición de información y finaliza con el establecimiento de planes de acción.
-----------------	---	----------------	---

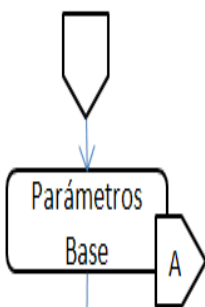
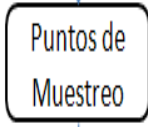
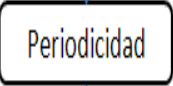
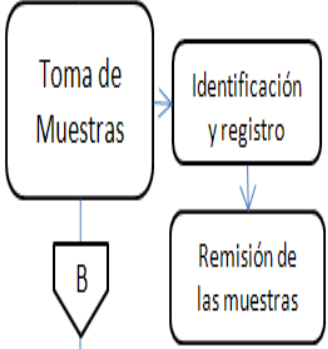
ENTRADAS			PROCESO/ ACTIVIDAD		SALIDA		
INFORMACIÓN	RESPONSABLE	HERRAMIENTA			INFORMACIÓN	HERRAMIENTA	
Parámetros base calidad del agua	Equipo Inyección de Agua	Memorando			Cumplimiento de calidad	Comité de gestión Reuniones de trabajo Informe	
Puntos de muestreo	Equipo Inyección de Agua	Acta de acuerdo con ICP y PPH				Riesgos e implicaciones	Comité de gestión Reuniones de trabajo Informe
Periodicidad de muestreo	Equipo Inyección de Agua	Acta de acuerdo con ICP y PPH				Alternativas de acción	Comité de gestión Reuniones de trabajo Informe
						Solicitudes para generar plan de acción	Memorandos Superintendente - Jefe Dpto.
<b>UNIDAD RESPONSABLE DEL PROCESO</b> Equipo Inyección de Agua			<b>RESPONSABLES</b> 				


REVISÓ	
CARGO	
Fecha	Firma


APROBÓ	
CARGO	
Fecha	Firma

SICA Sistema de Información de Calidad del Agua

	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DEL AGUA DE INYECCIÓN</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>CÓDIGO</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión:</b>

	ACTIVIDAD	RESPONSABLE	DESCRIPCIÓN				
1		Equipo Inyección de Agua (EIA)	Proponer las variables y características del proceso de monitoreo de calidad del agua en los sistemas de tratamiento de la PIA, por medio de la revisión bibliográfica de documentación y normas respectivas tales como: NACE, ASTM, Notas Técnicas, estableciendo los valores límites admitidos en la SOH. Los parámetros establecidos son: Ca <sup>++</sup> , Mg <sup>++</sup> , Ba <sup>++</sup> , Na <sup>+</sup> , Fe, Cl <sup>-</sup> , CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, O <sub>2</sub> , pH, Bacterias, Turbidez, Temperatura, TSS, G & A, Pendiente caudal.				
2		Equipo Inyección de Agua (EIA)	Los puntos de muestreo en la PIA se escogen en lugares donde se pueda presentar un cambio en las propiedades del agua, éstos generalmente pueden ser a la salida FWKO y tanques, entrada y salida de los filtros (New gas, Wemco), PIA salida a pozos, los pozos inyectoros a monitorear son escogidos de acuerdo al criterio del EIA.				
3		<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20px;">(EIA)</td> <td style="text-align: center;">Dpto. Producción-Contratistas</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">ICP</td> </tr> </table>	(EIA)	Dpto. Producción-Contratistas		ICP	<p>Realizar diariamente muestreo de parámetros.</p> <p>Realizar semestralmente muestreo de parámetros.</p>
(EIA)	Dpto. Producción-Contratistas						
	ICP						
4		<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20px;"></td> <td style="text-align: center;">Dpto. Producción-Contratistas</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px;"></td> <td style="text-align: center;">ICP</td> </tr> </table>		Dpto. Producción-Contratistas		ICP	<p>El funcionario responsable debe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dejar fluir libremente el líquido durante 5 min a chorro.</li> <li>• Enjuagar dos o tres veces la botella para el examen con la misma agua que se va analizar.</li> <li>• Llenar finalmente el frasco hasta el tope, evitando dejar aire atrapado en su interior.</li> <li>• La cantidad mínima que se debe recoger es de un litro.</li> </ul>
	Dpto. Producción-Contratistas						
	ICP						

	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DEL AGUA DE INYECCIÓN</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>CÓDIGO</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión:</b>

	ACTIVIDAD	RESPONSABLE	DESCRIPCIÓN
5		Dpto. Producción- Contratistas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Analizar "in situ" pH, conductividad, gases disueltos (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>), alcalinidad, Fe<sup>++</sup> y determinar la cantidad de sólidos suspendidos.</li> <li>• Preservar muestras para la determinación de grasas y aceites (G&amp;A) y recuento de bacterias sulfato-reductoras (BSR).</li> <li>• Registrar resultados en SICA (Sistema de Información de Calidad de Agua).</li> </ul>
		ICP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Analizar "in situ" pH, conductividad, gases disueltos (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>), alcalinidad, Fe<sup>++</sup> y determinar la cantidad de sólidos suspendidos, de acuerdo a la norma estándar NACE TMO 173-05.</li> <li>• Preservar muestras para el análisis en Laboratorio de los cationes Ca<sup>+2</sup>, Mg<sup>+2</sup>, Ba<sup>+2</sup>, Na<sup>+</sup>, y los aniones SO<sub>4</sub><sup>=</sup> y Cl. Adicionalmente tomar muestras para la determinación de grasas y aceites (G&amp;A) y recuento de bacterias sulfato-reductoras (BSR).</li> <li>• Registrar resultados en iris/ICP/SILAB. (Ver anexo B).</li> </ul>
6		Equipo Inyección de Agua (EIA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comparar los resultados del análisis fisicoquímico realizado por el ICP y por el contratista con los parámetros base de la calidad del agua.</li> <li>• Verificar el cumplimiento de los parámetros de la calidad del agua a inyectar.</li> <li>• Elaborar una solicitud del plan de acción contra los posibles riesgos e implicaciones.</li> </ul>



## 2.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO DINA

El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol entre 2009 y 2012 realizó cinco (5) monitoreos de los parámetros fisicoquímicos del agua de inyección del campo DINA en diversos puntos de muestro de la PIA Cebú y pozos inyectoros, confirmando que los parámetros de mayor criticidad son las grasas y aceites, sólidos suspendidos, Hierro disuelto  $Fe^{++}$ , Oxígeno disuelto, turbidez, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno.

Además, la planta de inyección de agua PIA-Cebú no cuenta con las facilidades necesarias para reducir el alto porcentaje de sólidos suspendidos, grasas y aceites y turbidez, inyectando el agua fuera de las especificaciones. Adicionalmente, los planes de mantenimiento de vasijas, filtros, líneas y pozos también requieren de actualizaciones para mantener el sistema y la calidad del agua dentro de los rangos deseables, evitando que se depositen bacterias, sólidos y grasas en las facilidades.

Los resultados expuestos en el anexo B evidencian que:

- La salinidad del agua de inyección se encuentra alrededor de 8500 mg/l de NaCl. Que los índices de estabilidad fueron mayores a 1, indicando una alta tendencia a la formación de Carbonato de calcio.
- La concentración de hierro disuelto estuvo por encima 1 mg/L en todos los puntos monitoreados de la PIA Cebú, líneas de transferencia a PIA y pozos inyectoros, variando entre 1.5-4.5 mg/l en los cuatro monitoreos y en el quinto monitoreo el hierro disuelto se estabilizó en un promedio 2 mg/l. estas concentraciones pueden ser ocasionadas por la alta concentración de  $CO_2$  presente en el agua, el cual aumenta los fenómenos corrosivos y el hierro disuelto a su vez puede reaccionar con el  $H_2S$  y oxígeno produciendo una mayor carga de sólidos suspendidos (sulfuro de hierro y óxidos de Fe).
- La concentración de  $CO_2$  está por encima de su especificación máxima de 10 ppm, los valores oscilaron entre (20 -70 ppm). Estos altos valores se pueden generar por la oxidación de carbonatos y bicarbonatos y descomposición de materiales orgánicos.

- Tanto en la PIA CEBÚ como en los pozos inyectoros se evidencian niveles de  $H_2S$ , los cuales según la referencia NACE deben ser nulos (0 ppm). El  $H_2S$  entre el monitoreo 1 y 4 varió entre (0.1 -2.5 ppm), pero en el último monitoreo disminuyó la concentración a (0.1 – 0.7 ppm). La presencia de este gas se debe a una gran actividad bacteriana. El  $H_2S$  reacciona con el hierro disuelto, produciendo sulfuro de hierro ( $FeS$ ) que produce una coloración oscura en el agua.
- Se presentó oxígeno disuelto (OD) durante el segundo monitoreo en concentraciones que variaron entre 10 y 20 ppm, superando los límites recomendados por la referencia NACE, influyendo manera considerable con la corrosión del sistema.
- La concentración de bacterias sulfato-reductoras (BSR) a lo largo del sistema permanece por encima de lo recomendado por la norma ASTM ( $1.0E+04$  ufc/ml), oscilando entre  $1.0E+04$  ufc/ml y  $1.0E+05$  ufc/ml. La elevada población bacteriana depende de la alta concentración de  $H_2S$ , lo cual conlleva al deterioro de la calidad del agua e integridad de las facilidades.
- El contenido de grasas y aceite está muy por encima de las especificaciones aceptadas (<5.0 mg/L), aunque en el quinto monitoreo los niveles de grasa y aceite (G&A) disminuyeron notablemente en los pozos inyectoros, en la línea de transferencia DK'S- Cebú y a la salida de los filtros (New gas y Wenco).
- En general la turbidez estuvo por encima del límite máximo (< 2NTU) en el transcurso de los monitoreos. Durante los primeros cuatro monitoreos su contenido osciló entre (1 -104 NTU) y en el quinto monitoreo disminuyó entre (1.4 -41.9 NTU).
- El comportamiento de los sólidos suspendidos en los monitoreos 3, 4 estuvo en el rango “excesivo” mayores a 10 mg/l entre (23 y 95 mg/l), pero

en el quinto monitoreo el contenido de sólidos suspendidos disminuyó considerablemente manteniéndose entre los rangos “bajo y moderado”.

- La eficiencia de remoción de los filtros ha mejorado con el transcurso de los monitoreos, con respecto a sólidos suspendidos alcanzando valores de 0,72 (New gas) y 0,91 (WEMCO-cascara de nuez), a la turbidez valores de 0.88 (New gas) y 0.97 (WEMCO-cascara de nuez) y grasas y aceites los filtros New gas y Wenco tuvieron la mejor eficiencia (61% y 90% respectivamente). A pesar que estos parámetros mejoraron a la salida de los filtros el aumento en la salida a pozos se debe a que parte del agua elude los filtros y llega directamente a la salida a pozos.

**Tabla 12. Eficiencia remoción turbidez de los filtros.**

<b>Eficiencia</b>	<b>M-1 Julio 2009</b>	<b>M-2 Dic. 2010</b>	<b>M-3 Mayo 2011</b>	<b>M-4 Agosto 2011</b>	<b>M-5 Dic. 2011</b>	<b>M-6 Sep. 2012</b>
New gas	0,47	0,42	0,74	0,85	0,88	0,87
Wenco	-	-	-	0,62	0,97	0,35

**Tabla 13. Eficiencia remoción sólidos suspendidos de los filtros.**

<b>Eficiencia</b>	<b>M-3 Mayo 2011</b>	<b>M-4 Agosto 2011</b>	<b>M-5 Dic. 2011</b>	<b>M-6 Sep. 2012</b>
New gas	0,39	0,11	0,72	0,89
Wenco.-Cascara de Nuez	-	0,31	0,91	0,46

### 3 MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS

En un mercado tan competitivo como el actual, se ha convertido en prioridad para las industrias del sector de los hidrocarburos, garantizar una operación confiable, libre de riesgos, evitando cierres y paradas imprevistas. Es por ello que la superintendencia de operaciones Huila-Tolima SOH tiene entre sus objetivos garantizar que sus equipos (tuberías, tanques, vasijas, válvulas y accesorios) sean seguros, fiables y de calidad, mediante un adecuado proceso de monitoreo, inspección, control y mantenimiento predictivo y preventivo, de igual manera reducir el tiempo de impacto, amortiguar costos económicos, extender la vida útil, calcular presiones máximas y caudales críticos de operación en las condiciones actuales de los equipos que se encuentran sometidos a presión.

Las regulaciones gubernamentales y los requisitos propios de las empresas hacen indispensable contar con un plan de inspección, una herramienta útil para tal fin es la técnica de RBI (Inspección basada en el riesgo) que permite evaluar el estado metalmeccánico, físico, corrosivo y operativo de los equipos y accesorios, generando control sobre el activo de la empresa preservando a las personas y al medio ambiente.

#### 3.1 INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI)

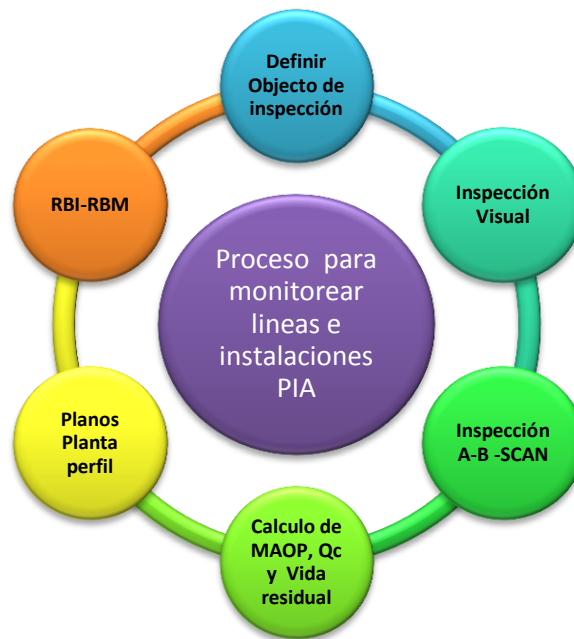
La inspección basada en el riesgo es un proceso que sirve para identificar, evaluar, definir y priorizar los riesgos industriales, que pudieran poner en peligro la integridad mecánica y confiabilidad de los equipos presurizados, una vez evaluado el riesgo se establece un programa de inspección y mantenimiento.

La aplicación del sistema de inspección basado en Riesgo permite:

- Elaborar procedimientos genéricos de inspección.
- Evaluar los modos de falla más probables y los tipos de daño asociados.
- Seleccionar las técnicas de END apropiadas para determinar cada tipo de daño.
- Minimizar los riesgos de la operación de plantas industriales.
- Minimizar los costos de inspección.
- Incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.
- Incrementar la seguridad de la planta.

La inspección basada en el riesgo se compone de ensayos no destructivos (END) aplicando normas y códigos como los ASME, API, ANSI, ASTM, AWS, etc. realizadas a las líneas de inyección de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima como son; inspección visual e inspección mediante técnicas no destructivas como ultrasonido A-SCAN y B-SCAN, obteniendo un diagnóstico del estado metalmecánico y corrosivo de tuberías, tanques, vasijas, válvulas y accesorios, para calcular presiones máximas de operación a condiciones actuales, caudales críticos y vida residual de cada una de las líneas generando un plan de reparación, mantenimiento y reposición, haciendo de esto un proceso cíclico que garantice la integridad mecánica de las líneas de inyección ( ver figura 8).

**Figura 8. Proceso General de monitoreo de líneas de inyección e instalaciones de la PIA**



Fuente: Los Autores

### **3.2 PROCESO Y PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA CAPACIDAD E INTEGRIDAD DE LAS LÍNEAS DE INYECCIÓN.**

Con el fin de describir las actividades y responsabilidades para realizar el monitoreo de la capacidad e integridad de las líneas de inyección de agua en la superintendencia de operaciones Huila Tolima, se propone el siguiente proceso, el cual inicia con la definición e inspección del objeto de análisis y finaliza con el establecimiento de planes de acción.



	<b>PROCESO DE MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE INYECCIÓN</b>	<b>Versión 1</b>
		Elaborado --/--/--

<b>OBJETIVO</b>	Definir la capacidad de líneas e instalaciones para asegurar el éxito en proyectos y pronósticos. Identificar y priorizar las áreas de alto riesgo para prevenir y controlar posibles fallas en las facilidades.	<b>ALCANCE</b>	Aplica para los procesos de inspección y evaluación de las líneas de inyección de agua y equipos de la PIA en la SOH. Inicia con la definición del objeto de análisis y finaliza con el establecimiento de planes de acción.
-----------------	--	----------------	--

ENTRADAS			PROCESO/ ACTIVIDAD	SALIDA		
INFORMACIÓN	RESPONSABLE	HERRAMIENTA	<pre> graph LR     A[Definición del objeto de análisis] --&gt; B[Inspección visual y Ultrasonica.]     B --&gt; C[Evaluación de condiciones actuales Presión - Caudal]     C --&gt; D[Análisis de Riesgo basado en Inspección - RBI]     B --&gt; E[Definir periodicidad de inspección]     D --&gt; F[Evaluación de situación actual]           </pre>		INFORMACIÓN	HERRAMIENTA
Inspección visual de líneas de inyección de agua y PIA.	Equipo Inyección de Agua - EIA	Memorando			Evaluación del estado actual del objeto de análisis.	Comité de gestión Reuniones de trabajo Informe
Espesor de línea y/o facilidad.	Equipo Inyección de Agua - EIA	Memorando			Análisis de Riesgo basado en condiciones actuales	Informe
Periodicidad de inspección	Equipo Inyección de Agua - EIA	Acta de acuerdo ECP - contratista			Implicaciones	Comité de gestión- Reuniones de trabajo - Informe
			Alternativas de acción	Memorandos Superintendente - Jefe Dpto.		
			Solicitudes para generar plan de acción			


**RESPONSABLES**

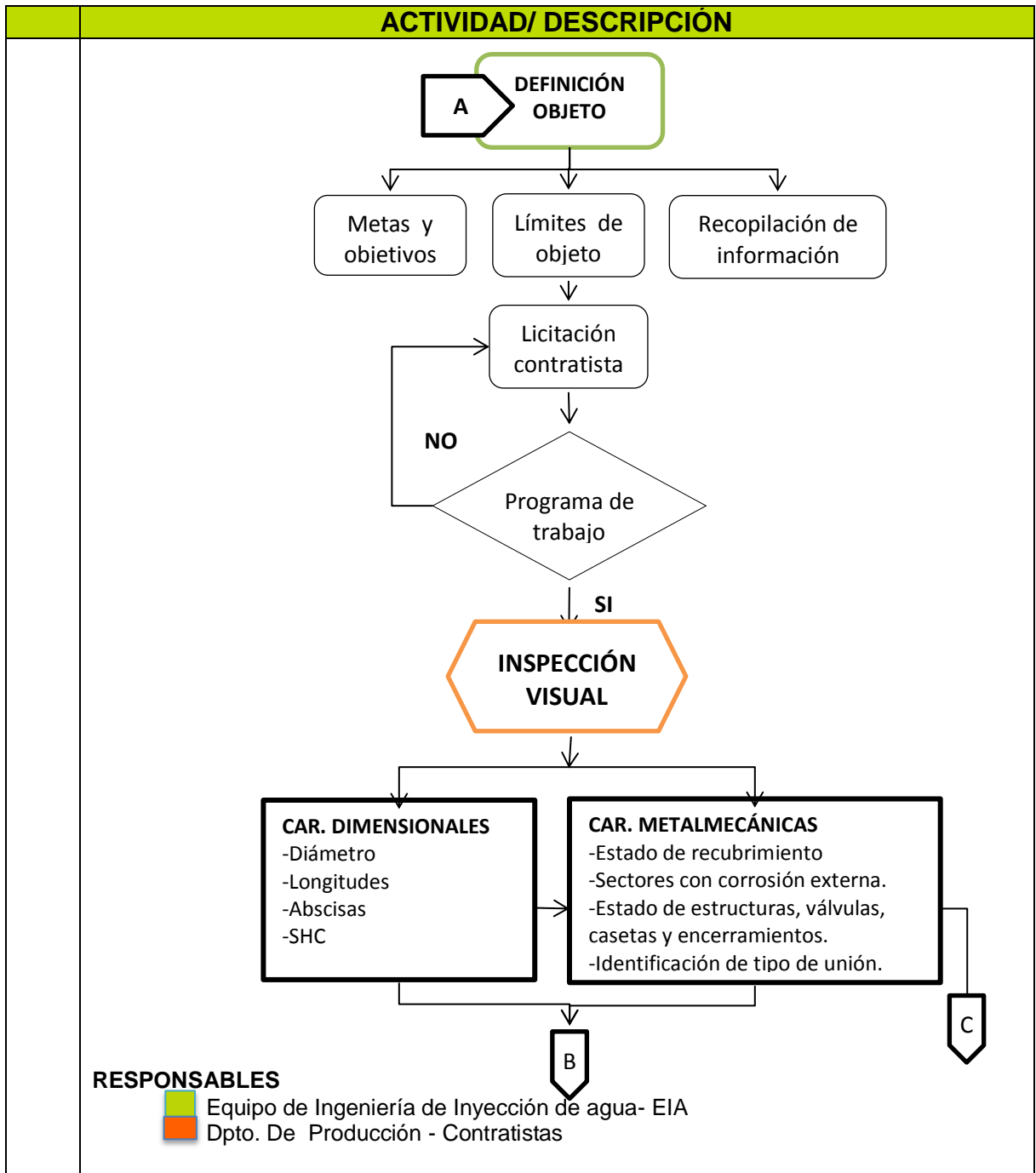
- Equipo de Ingeniería de Inyección de agua- EIA
- Dpto. de Ingeniería y Confiabilidad ( Especialista en Corrosión)
- Dpto. De Producción - Contratistas


**UNIDAD RESPONSABLE DEL PROCESO** Equipo Inyección de Agua

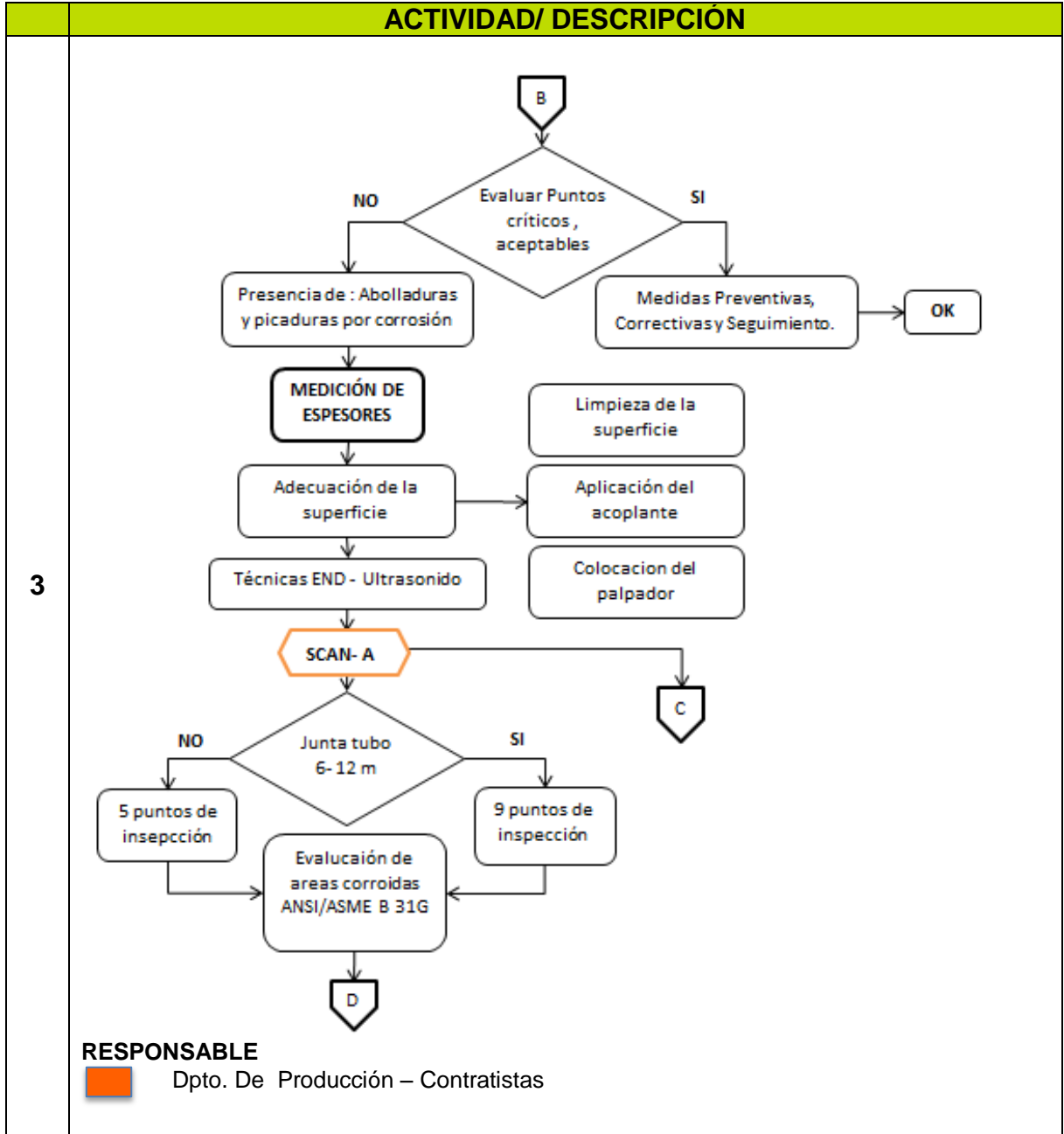
REVISÓ	
<b>CARGO</b>	
Fecha	Firma

APROBÓ	
<b>CARGO</b>	
Fecha	Firma


	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE INYECCIÓN</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----

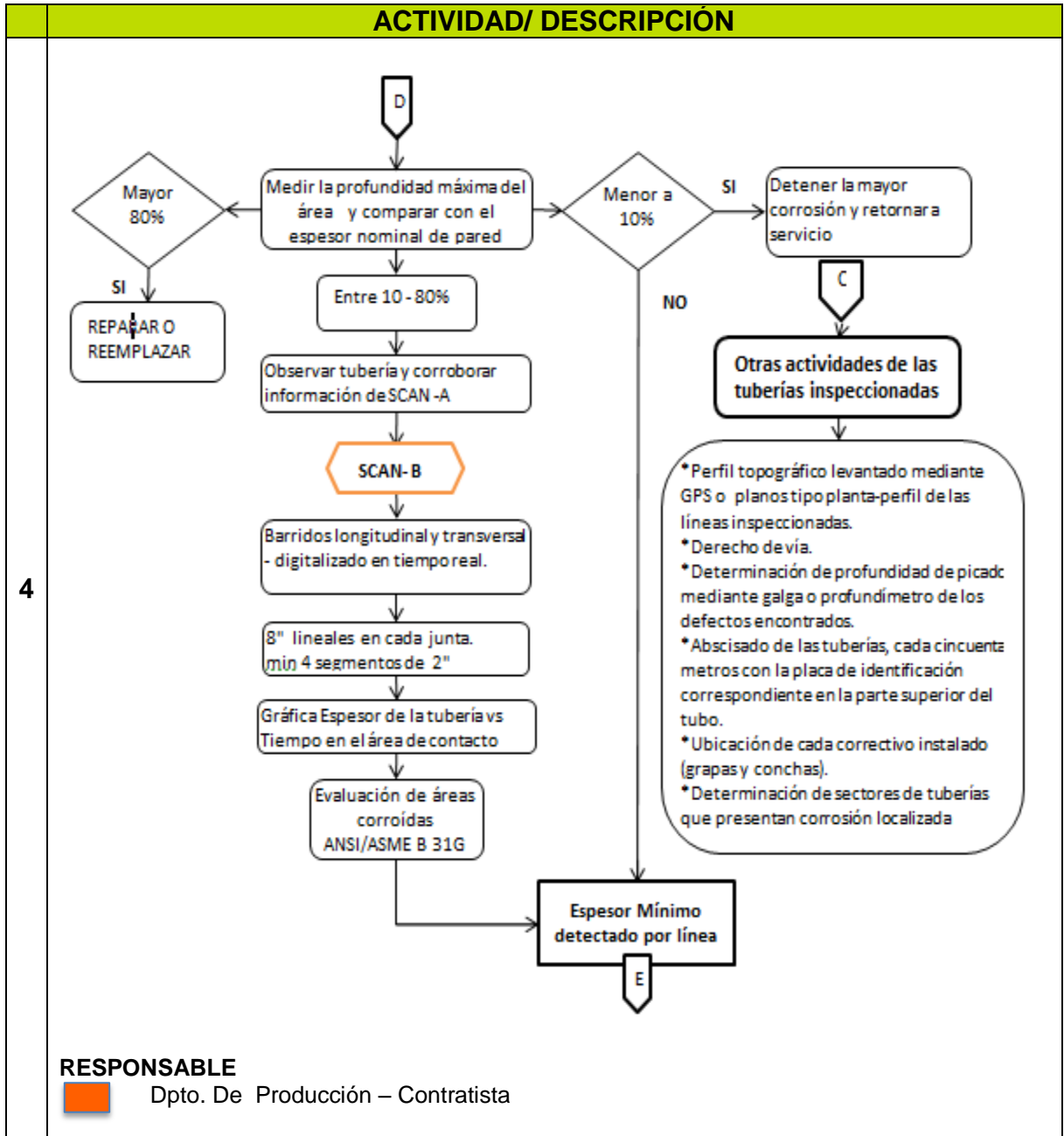



	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE INYECCIÓN</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>

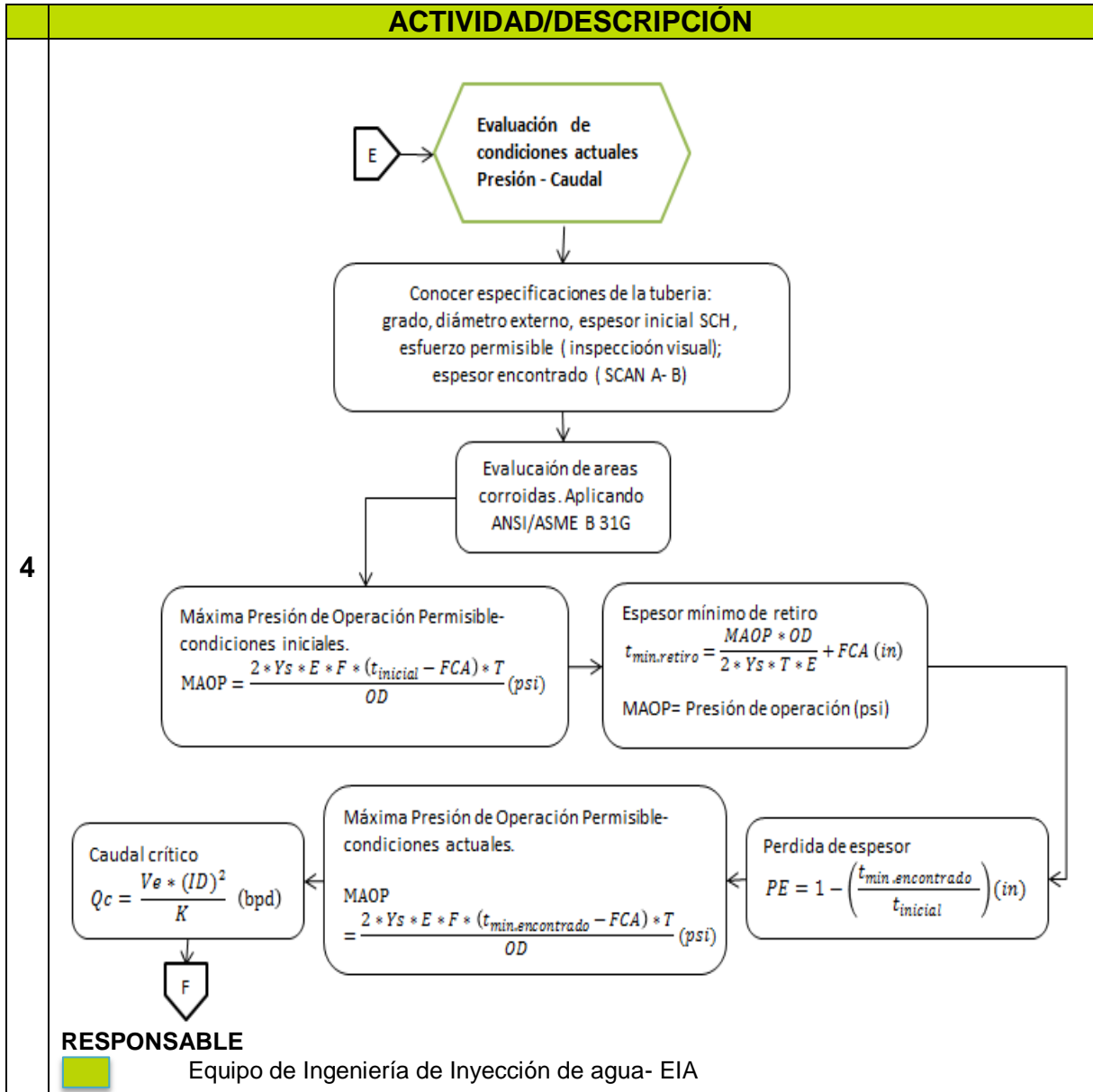





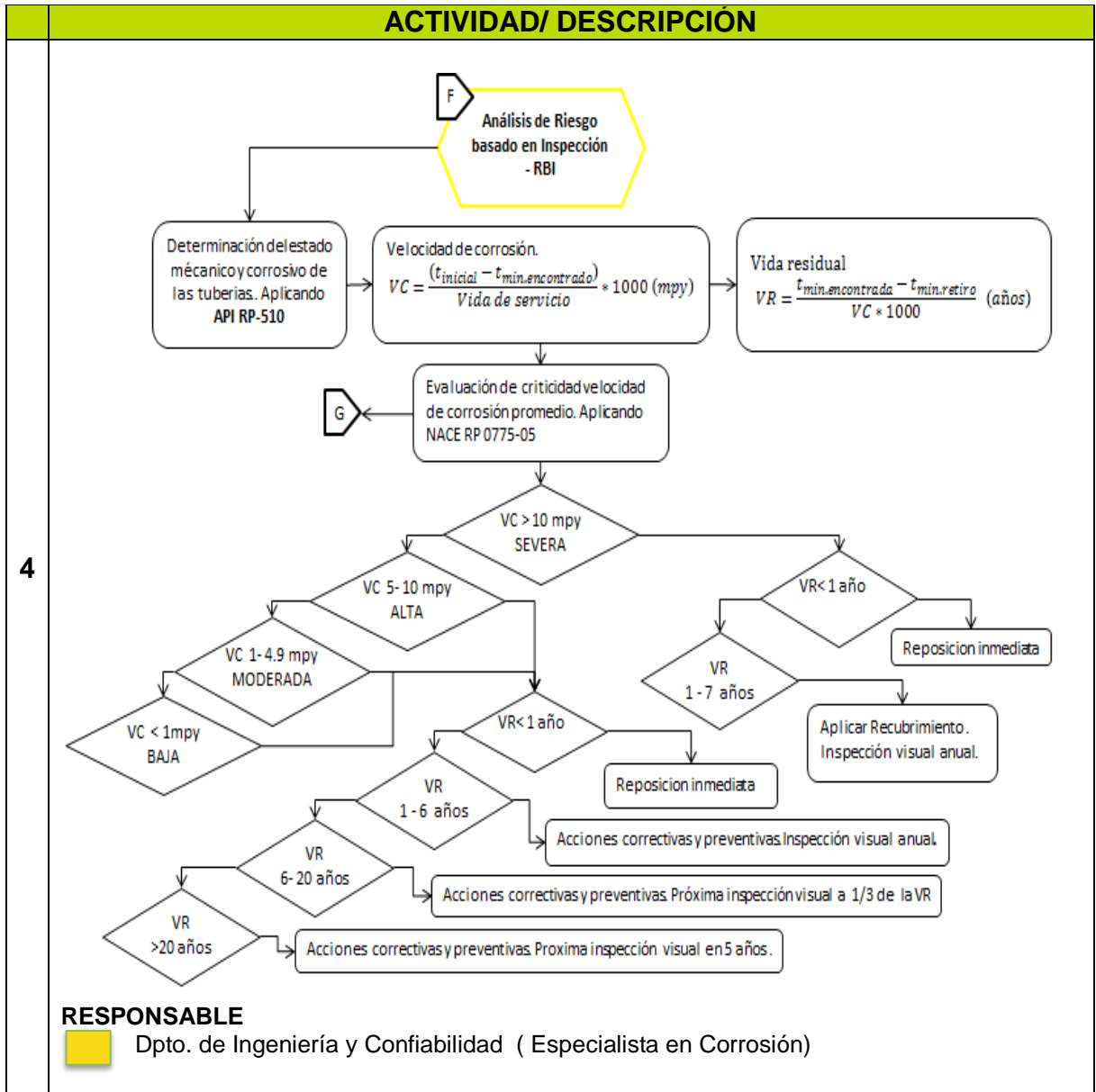
	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE INYECCIÓN</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----




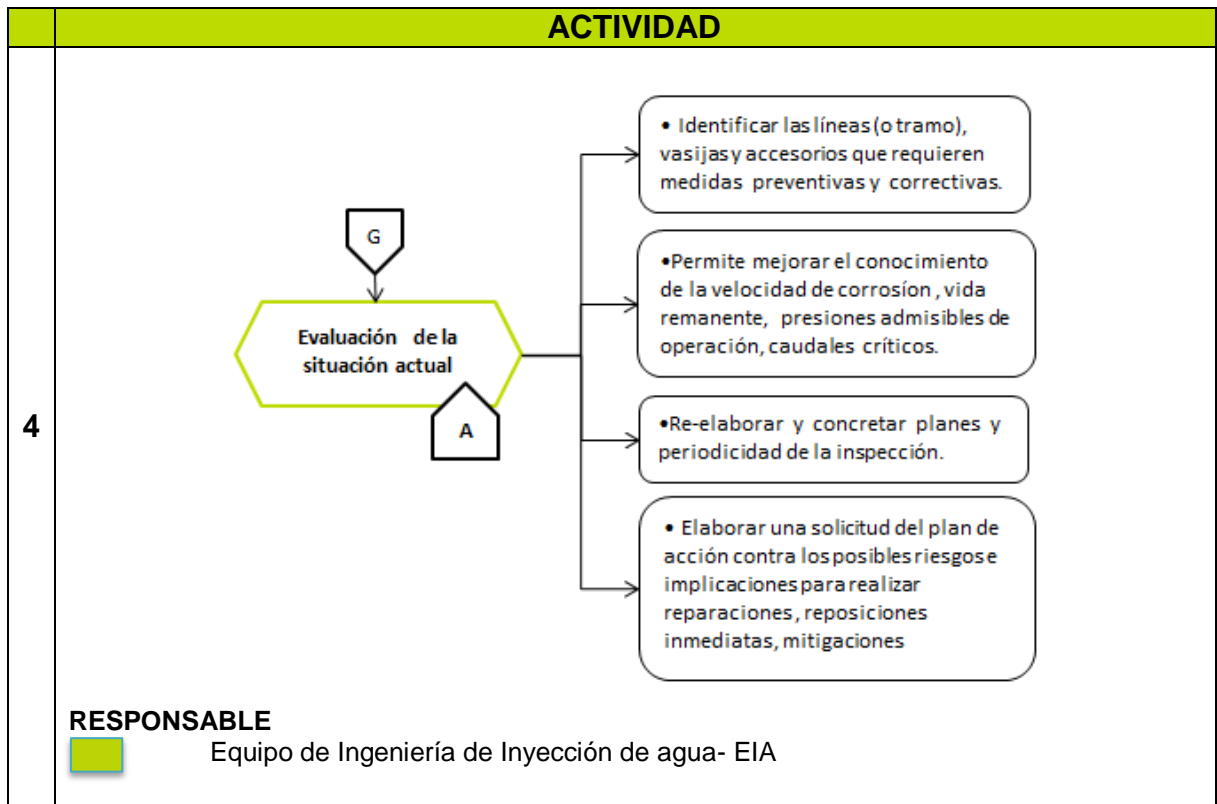
	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE INYECCIÓN</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>



	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE INYECCIÓN</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>



	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA INTEGRIDAD Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE INYECCIÓN</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>



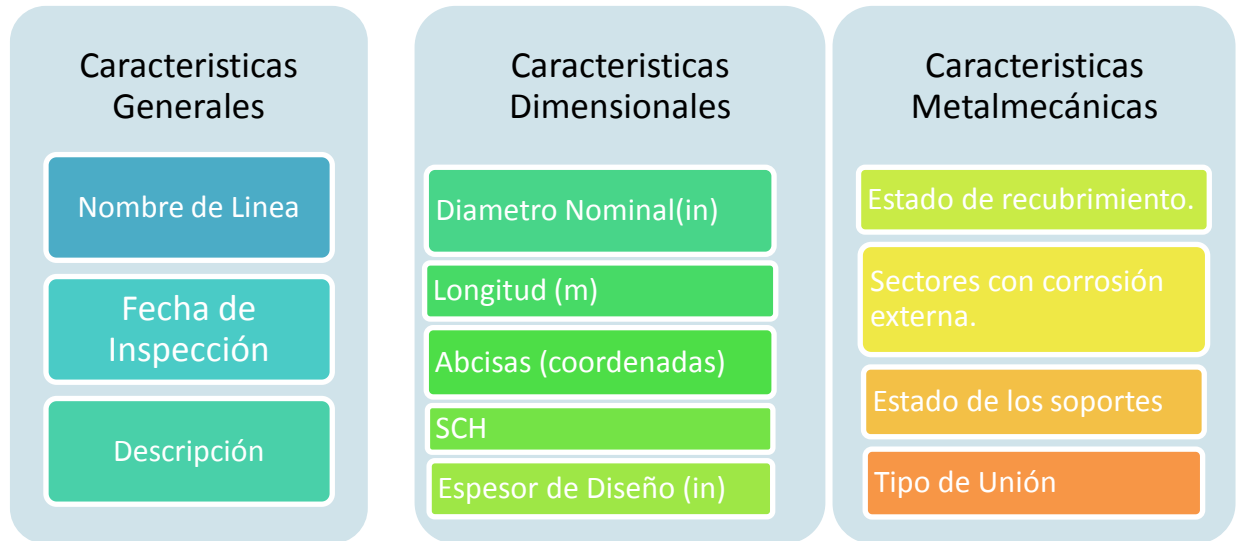
### 3.2.1 Inspección visual.

Tiene como finalidad observar, dimensionar, detectar, registrar fotográficamente el estado del derecho de vía de las áreas y estado mecánico y corrosivo de las tuberías, tanques, vasijas, válvulas y accesorios, inspeccionando recubrimientos, soldaduras, pintura, sellos, distorsiones, corrosión, estado de las válvulas, aparte de estas características en los tanques interna y externamente se inspeccionará (condición estructural del techo, la integridad del sistema de soporte (guías, correas, columnas y bases)), corrosión generalizada o picaduras, fundación del tanque para reportar daños por asentamientos, erosión, agrietamiento y deterioro

del concreto por calcinación, ataque de aguas subterráneas y ataque por ácidos y álcalis) siguiendo criterios y lineamientos de la norma API STANDARD 653.

En tuberías; estandarizando las características generales, dimensionales y metalmeccánicas de la línea de inyección principal y los diferentes ramales que componen el sistema de inyección (ver figura 9).

**Figura 9. Características inspección visual**



Fuente: Los autores

### 3.2.2 Técnicas de inspecciones volumétricas de ultrasonido

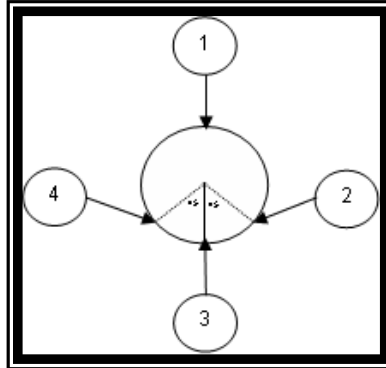
Técnica para medición de espesores y detección de discontinuidades superficiales, basada en la transmisión de ondas a una velocidad constante con rangos de frecuencia mayores a los 20.000 ciclos/segundos (Hz) y en la captación de la resistencia que oponen los materiales al paso de la onda.

#### 3.2.2.1 Toma de espesores ultrasonido A-SCAN:

Toma valores puntuales de espesor de pared metálica. El procedimiento de toma de espesores se realiza en cada junta (tubo), si la longitud está entre 6 y 12 metros se tomarán dos anillos, distanciados 1 metro de la pega correspondiente. En tubos de longitud inferior, se inspeccionará en un anillo. Cada anillo deberá tener cuatro (4) puntos tomados en sentido horario, como se observa en la figura 10. y en cada junta o tubo un punto intermedio entre los dos anillos o entre anillo y

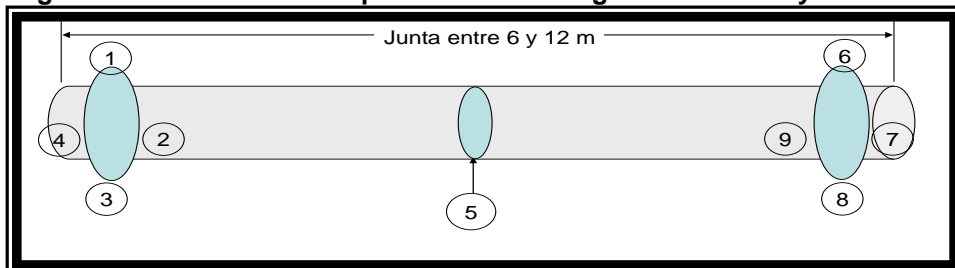
pega siguiente cuando corresponda a la longitud inferior. Siguiendo los lineamientos de la ASME B31.4.

**Figura 10. Toma de puntos en Sentido Horario para Scan A**



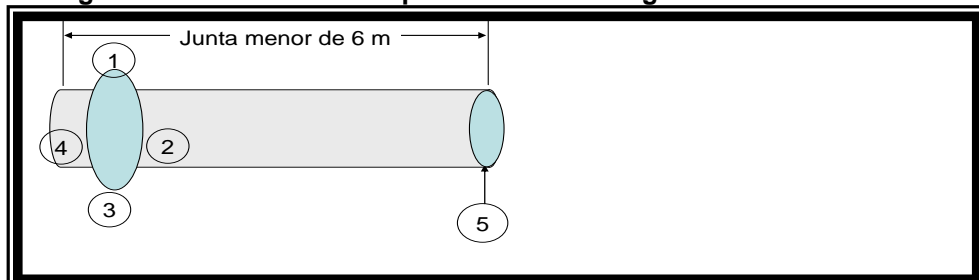
En conclusión cuando sea un tubo (junta) cuya longitud esté entre 6 y 12 metros deberá como mínimo tomar 9 puntos de inspección. Y cuando la junta sea de longitud inferior como mínimo deberá tomar 5 puntos como se muestra en la figura 11 y 12.

**Figura 11. Toma de Puntos para Tubo con longitud entre de 6 y 12 metros.**



Fuente: Informe línea principal de inyección de agua. Durante la Vigencia 2008

**Figura 12. Toma de Puntos para Tubo con Longitud Menor a 6 metros**

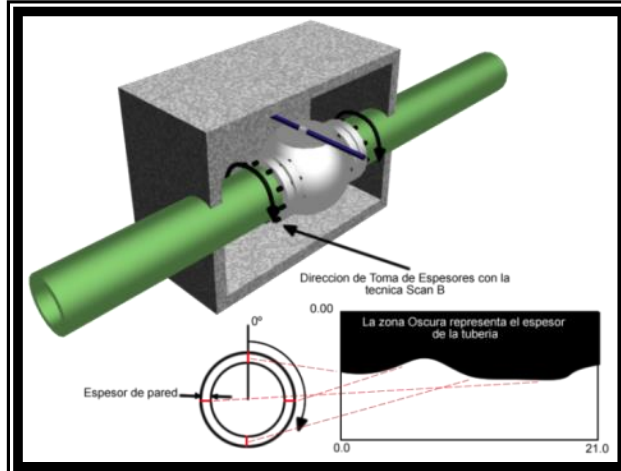


Fuente: Informe línea principal de inyección de agua. Durante la Vigencia 2008.

### 3.2.2.2 Toma de espesores ultrasonido B-SCAN:

Esta técnica no destructiva es de gran utilidad para la evaluación detallada de la corrosión en tuberías y tanques, registra un barrido de espesores de pared metálica a partir de los cuales se obtiene una gráfica bidimensional del espesor de la tubería vs Tiempo en el área de contacto, siguiendo los lineamientos de las normas ANSI/ASME B31.G. API 1160. ANSI-ASME B31.8S, la API 570 y la API RP 579 – última versión, para con ello calcular; el espesor mínimo de retiro, pérdida de espesor, espesor remanente, rata de corrosión y vida residual de las líneas. La Figura 13 muestra la gráfica de espesor obtenida en la tubería, la zona oscura representa la variación del espesor de pared de la tubería.

Figura 13. Espesor de pared en tubería que conecta a una válvula



Fuente: informe línea principal de inyección de agua. Durante la Vigencia 2008

### 3.2.3 Técnica flujo electromagnético.

Tiene como finalidad evaluar el fondo de tanques, opera bajo el principio de flujo electromagnético, que consiste en crear un campo magnético alternante en la lámina que se está evaluando. Las características de este campo magnético variable dependen del espesor y condiciones de la lámina permitiendo así detectar y dimensionar las discontinuidades presentes en la misma como: picaduras, corrosión gradual y corrosión localizada.

### 3.2.4 Técnica de ondas guiadas (magneto-estricción).

Tecnología diseñada para monitoreo de tubería con el objetivo de detectar corrosión externa o interna y agrietamiento circunferencial en soldaduras mediante

un sistema de ondas de ultrasonido a bajas frecuencias que se desplazan en sentido axial y torsional a lo largo de la longitud de la tubería de una forma rápida y segura, con un aparato especial colocado en determinado punto de la tubería; lo cual junto a la inspección visual, permite buscar posibles defectos internos o externos para hacer cálculos en cuanto a presión y predecir probables fallas en las líneas.

### **3.2.5 DCVG “direct current voltage gradient”.**

Tecnología utilizada para medir el gradiente de voltaje de corriente directa, ubicar y priorizar los defectos en el estado de recubrimiento de tuberías enterradas.

Las técnicas no destructivas de flujo electromagnético, de ondas guiadas y DCVG se encuentran especificadas en el contrato de servicios inspección y diagnóstico del estado metalmecánico y corrosión de tuberías generadas por Ecopetrol, pero en la realización del documento no se tienen en cuenta.

### **3.2.6 Evaluación condiciones actuales Presión y Caudal.**

Para la realización de este paso es necesario tener conocimiento de las características dimensionales (diámetro externo, SCH, especificación, tipo y grado de las tuberías), identificadas en la inspección visual y el espesor mínimo detectado mediante las técnicas de ultrasonido A- Scan y B-Scan. Evaluando las áreas corroídas según los lineamientos de la norma ANSI/ASME B31G.

#### ***3.2.6.1 Máxima presión de operación permisible.***

Máxima presión a la cual se puede someter un sistema de tuberías en condiciones de operación, suponiendo que están:

- a. Bajo efectos de temperatura de diseño.
- b. En posición normal de operación.
- c. Bajo efectos de cargas.

$$MAOP = \frac{2 * Y_s * E * F * (t - FCA) * T}{OD} (psi). (EC 1)$$



Donde

**$Y_s$  = Yield strength (psi):** Esfuerzo mínimo de fluencia.

Valor mínimo de presión para el cual el material comienza a deformarse plásticamente generando un colapso en la tubería.

**$F$  = Factor de diseño:** basado en el espesor nominal de pared = 0.72

**$E$  = Factor de diseño de la junta**

**$T$  = Factor de temperatura = 1**

**$t$  = Espesor de tubería (in)**

**$t_{inicial}$  = Espesor de diseño (in)** para MAOP a condiciones iniciales.

**$t_{min.encontrado}$  = Espesor mínimo encontrado (in),** espesor real medido en el momento de la inspección con ultrasonido, para calcular la MAOP a condiciones actuales bajo los efectos de corrosión.

**$t_{min.retiro}$  = Espesor mínimo de retiro (in),** para presiones de operación.

**$OD$  = Diámetro externo (in).**

**$FCA$  = factor de corrosión permisible (in),** *Factor Corrosion allowance*, el cual depende del OD.

En la tabla 14 se sintetizan las variables usadas para el cálculo de la máxima presión de operación permisibles para las líneas de inyección de Campo Dina y Campo Tello.

**Tabla 14. Especificaciones de las líneas de inyección de Campo Dina y Tello.**

Campo	Especificación	Grado	Tipo	$Y_s$ (Psi)	F	E	T	FCA
Dina	API 5L. ASTM A53	B	Sin costuras	35.000	0.72	1	1	1/16
Tello	API 5L. ASTM A53	B	Sin costuras	35.000	0.72	1	1	1/16
	API 5L	X42	Roscada	42.000	0.72	0.8	1	1/16

Fuente. Los autores.

### 3.2.6.2 Espesor mínimo de retiro

El espesor mínimo de retiro de la tubería, se basa en la presión de operación, condiciones mecánicas, condiciones estructurales, esfuerzos admisibles y Schedule de la tubería.

$$t_{min.retiro} = \frac{MAOP * OD}{2 * Y_s * T * E} + FCA(in). (EC 2)$$

**$MAOP$**  = Presión de operación de las líneas (psi)

### 3.2.6.3 Perdida de espesor %

$$PE = 1 - \left( \frac{\text{Espesormínimoencontrado}}{\text{Espesordiseño}} \right) (\%). (EC 3)$$

### 3.2.6.4 Caudal crítico

En el momento de realizar un estudio de integridad mecánica e hidráulica es importante calcular el caudal óptimo de inyección el cual depende de la sección transversal y de la velocidad, donde la velocidad debe mantenerse entre los rangos críticos, por debajo de 15 ft/seg para evitar problemas de erosión, golpe de ariete y ruido, prolongando la vida de las líneas y por encima de 3 ft/seg evitando el transporte y depositación de arena y otros sólidos, es por esto que para los cálculos de caudal optimo la SOH tiene como velocidad 7 ft/seg.<sup>2</sup>

$$Qc = \frac{Ve * (ID)^2}{K} (\text{bpd}). (EC 4)$$

Donde

**Ve**= velocidad (ft/seg)

**ID** = Diámetro Interno a condiciones iniciales y actuales, (in).

**K**= constante = 0.012

### 3.2.7 Inspección basada en el riesgo (RBI)

Determinación del estado mecánico y corrosivo de las tuberías. Aplicando la norma API RP-510

#### 3.2.7.1 Velocidad de corrosión

$$VC = \frac{(\text{Espesordiseño} - \text{Espesormínimoencontrado})}{\text{Vidadeservicio}} * 1000 (\text{mpy}). (EC 5)$$

#### 3.2.7.2 Vida residual

Tiempo de vida residual de la tubería si continúa con la velocidad de corrosión determinada en el momento de la medición de la pérdida de espesor.

---

<sup>2</sup> Design of oil- handling systems and facilities.

$$Vida\ residual = \frac{t_{inicial} - t_{min.encontrado}}{VC * 1000} \text{ (años)}. (EC\ 6)$$

En la tabla 15 se tiene la clasificación de la velocidad de corrosión promedio, para con esto especificar la gravedad y estado de los tramos de cada línea y con la vida residual identificar las líneas (o tramo), vasijas y accesorios que requieren medidas preventivas y correctivas inmediatas y definir la periodicidad de la inspección.

**Tabla 15. Clasificación de la velocidad de corrosión**

Clasificación	Tasa de pitting promedio mpy
Baja	< 5.0
Moderada	5.0 – 7.9
Alta	8.0 – 15.0
Severa	> 15.0

Fuente: NACE RP 0775-05

### 3.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS INSPECCIÓN BASADO EN EL RIESGO DE CAMPO TELLO

#### 3.3.1 Descripción líneas de inyección campo Tello

El sistema de inyección del campo Tello estaba comprendido por 12 pozos, divididos en dos ramales; ramal norte que incluye a los pozos TL-61,32, 28, 37, 49, 23 y 60 y ramal sur TL-04, 07, 38 y 60 con diámetros nominales que van desde 2” hasta 8”, Schedule 80 y 40 y una longitud aprox. de 11 Km.

La línea de inyección norte inicia desde la boca de pescado de la línea principal de inyección con un diámetro de 8” y Schedule 80 recorriendo 390 metros hasta la unión, donde se desprenden tres líneas principales, una al pozo TL-61 la segunda a TL-28.y la otra al pozo TL-32, de esta misma Tee se desprende la línea secundaria al pozo Tello 60 recorriendo 257 metros hacia el oriente con un diámetro de 3” y Schedule 80 por terreno horizontal y sin cambios en elevación apreciables, esta línea es una de las tres que no tienen perfil de elevación y respectivo RBI.

La línea principal TL- 61 posee una longitud de 2.313 metros desde la Tee hasta la cabeza del pozo, esta avanza 1.264 metros al norte donde se desprende la línea

secundaria a Tello 49, luego recorrer 1.049 metros al noreste hasta llegar a cabeza de pozo. Durante su recorrido presenta 2 expansiones y 3 contracciones, arrancando con un diámetro de 4" (8 m) y cambiando posteriormente a 6" (1.864 m), 4" (433 m), 3" (3.2 m), 2 7/8" (2.8 m) y termina en cabeza de pozo con un diámetro de 4" (22 m), y un SCH de 80 para todas las variaciones de diámetro.

La segunda línea principal TL-32 avanza 1.385 metros al norte paralela a la línea de Tello 61 y posteriormente se direcciona al oeste 579 metros hasta llegar a la cabeza del pozo TL-32. Durante su recorrido la línea sufre 4 reducciones de diámetro pasando de 8" a 4". 3". 2 7/8" y SCH de 80 para todos los diámetros.

La línea principal TL-28 inicia hacia el norte con un diámetro de 8" (0.6 m) posteriormente avanza 489 metros con un diámetro de 6" hasta una Tee de la cual arranca la línea ramal que va al TL-37, para empalmar con TL-37 la línea presenta un cambio de SCH de 80(0,432") a 40 (0,28") entre el tramo 489- 491 m , siendo este un punto crítico en la integridad mecánica de la línea, la línea TL-28 continúa 84 metros hasta encontrar una reducción de 4" y en donde ésta cambia su dirección al noroeste avanzando 397 metros hasta llegar a la Tee de donde se desprende la línea secundaria que va al TL-23, en este recorrido la línea presenta un cambio de SCH de 80 (0,337") a 40 (0,237") entre el tramo 650-738 m, posteriormente sigue hacia el occidente 254 metros, con cambios de diámetro de 4"(250 m) a 3"(2 m). 2 7/8"(1 m), 3"(0,75 m), 2 7/8"(0,25 m). Durante todo su recorrido presenta 5 reducciones y 1 expansión.

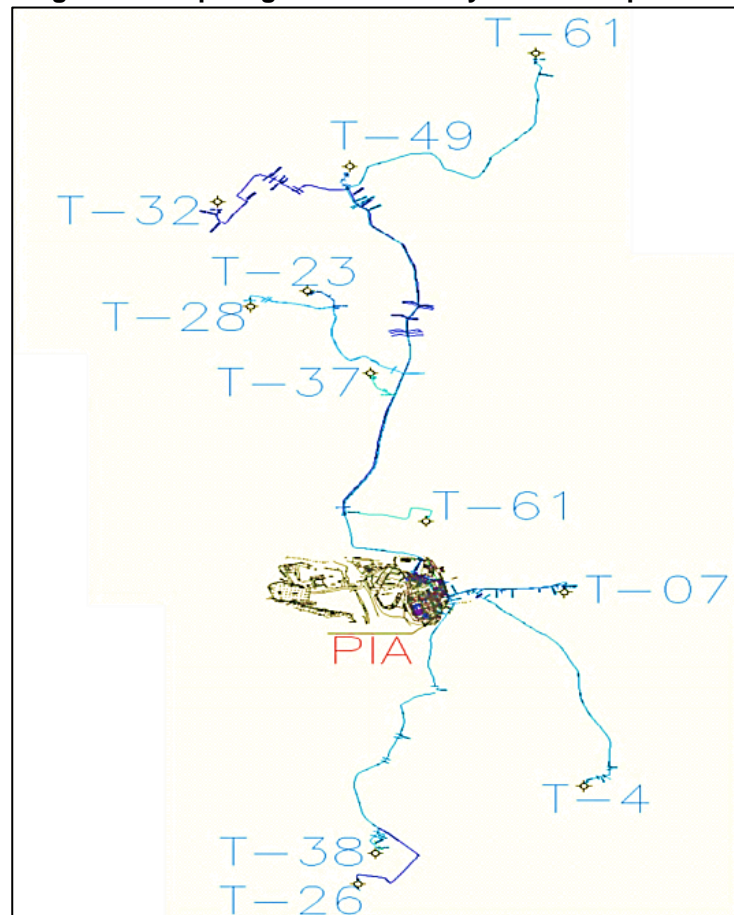
La línea secundaria TL-37 inicia en la Tee de la línea TL-28 hasta la cabeza de pozo, esta avanza 107 metros en dirección noroeste con un diámetro de 6" y un SCH de 40(0,28"), posteriormente recorre 2,2 metros hasta llegar a la cabeza de pozo con un diámetro de 2 7/8" y SCH de 80, este cambio de Schedule representa un condición crítica en la integridad mecánica de la línea. La línea secundaria TL-23 en sus 106 metros de longitud presenta 3 reducciones de diámetro que variaban de 4". 3" y 2 7/8" y un SCH de 80.

El ramal sur inicia desde la PIA con la línea que lleva al pozo TL-07 y posee una longitud de 486 metros, ésta avanza 215 m al oriente con un diámetro de 8", a (1) un metro se encuentra la Tee que desprende a la línea TL-04 y sigue avanzado en la misma dirección 256 metros con un diámetro de 6", esta continua dos metros hasta encontrar la Tee que conecta al Pozo TL-38 y en donde esta cambia su dirección al sureste recorriendo 8 m con un diámetro de 4", luego cambia su diámetro a 3"(2 m) y finaliza en cabeza de pozo con un diámetro de 2"( 2 m). La

línea secundaria TL-04 inicia en la Tee de la línea del pozo TL-07 hasta la cabeza de pozo en dirección sureste con una longitud total de 951 metros presentando 3 reducciones de diámetro que van de 6”(874 m) , 4”(72 m) y 3”(5 m).

La línea TL-38 inicia en la Tee de la línea TL-07 hasta cabeza del pozo, avanza 5 metros hacia el oriente donde presenta cambio de diámetro de 4”(2 m) a 3”( 3 m) y posteriormente a 4”(1.434 m) hace un giro en u y regresa en dirección occidente y luego sur con una longitud total de 1.423 m, llegando a la Tee de donde parte la línea ramal que va al TL-26 de la cual no se cuenta con perfil de elevación ni RBI, y continúa en dirección sur-oriente 15 m hasta llegar al patín de inyección del TL-38 con diámetro de 2 7/8” y SCH de 80 en toda la línea. (Ver figura 14. Mapa digital Líneas de Inyección Campo Tello y Anexo E mapa digital en AutoCAD especificando características dimensionales de cada tramo de las líneas de inyección de Campo Tello).

Figura 14. Mapa digital líneas de inyección campo Tello



Fuente: Ecopetrol S.A.

### 3.3.2 Resultados inspección visual campo Tello

Las observaciones registradas en la inspección visual al sistema de inyección de campo Tello evidencian el estado metalmeccánico de las líneas y sus características dimensionales:

- Diámetros nominales que van desde 2" hasta 8"
- Schedule 80 a excepción de TL-37 y un tramo de TL-28 con SCH de 40.
- Tubería API 5L. ASTM A53 grado B con unión soldada a excepción del último de tramo de TL-38 con grado X42 unión roscada.
- Un 85% de 9.046,2 metros de las líneas de inyección requieren recubrimiento y se encuentran en mal estado. enfatizando en algunos sectores de las líneas TL-04, TL-32 y TL-61 que tienen un potencial de riesgo alto en zonas acuíferas y en la línea TL-37 y un sector de la línea TL-28 que a pesar de tener un estado de recubrimiento bueno su nivel de corrosión es alto debido a que su SCH de 40 no es el adecuado para líneas que operan a altas presiones.

**Tabla 16. Resumen estado recubrimiento y marcos H de las líneas**

Pozo	Longitud tubería	Longitud por recubrir	Lazos por recubrir (m)						Marcos H a instalar	
			Aéreos	%	Enterrados	%	Acuífero	%	Abscisas	N
TL-04	951	863	839	97,2	22	2,5	2	0,2	K0+115-K0+840	120
TL-07	486	472	448	94,9	24	5,1	0	0,0	K0+076-K0+222: K0+246-K0+472	24 38
TL-23	106	106	73	68,9	33	31,1	0	0,0	K0+000-K0+065:	10
TL-28	1226	1226	1091	89,0	135	11,0	0	0,0	K0+533-K0+650: K0+754-K1+180	19 101
TL-32	1964	1886	1787	94,8	67	3,6	32	1,7	K1+380-K1+950	93
TL-37	109,2	0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	Reposición de línea a SHC 80	
TL-38	1438	1434	1339	93,4	95	6,6	0	0,0	K0+735-K1+109: K1+306-K1+432	62 21
TL-49	63	60	28,25	47,1	31,75	52,9	0	0,0	K0+014-K0+042	5
TL-61	2703	1643	1542	93,9	83	5,1	18	1,1	K0+060-K0+390: K1+188, K1+530	55 53
<b>TOTAL</b>	<b>9046,2</b>	<b>7690</b>	<b>7147,2</b>	<b>92,9</b>	<b>490,8</b>	<b>6,4</b>	<b>52</b>	<b>0,7</b>		<b>601</b>

Fuente: Los autores.

- Las líneas requieren la adecuación de 601 marcos H o de concreto, en tramos aéreos que reducirían la corrosión externa. Como se evidencia en la tabla 16).

### 3.3.3 Inspección Scan A y RBI líneas de inyección de campo Tello

La técnica de ultrasonido SCAN A para la medición de espesores realizada en la totalidad del sistema de inyección de agua de campo Tello, evidenció que el estado metalmecánico y corrosivo es severo para las líneas **TL-04, 37, 61** y un tramo de la línea **TL-28** con SCH de 40 y un tramo de la línea **TL-38** con velocidad de corrosión severa y moderada pero con una vida residual de 1 año, que representan 5203,2 metros de tubería con diámetros nominales que van de 8" a 2 7/8" los cuales se deben reponer en su totalidad. (Ver tabla 17 y 18 para las cuales se aplicó el procedimiento para realizar el monitoreo de la integridad y capacidad de líneas de inyección anteriormente especificado).

Tabla 17. Calculo de velocidad de corrosión y vida residual líneas campo Tello.

LÍNEA	LONGITUD (m)	TIEMPO SERVICIO (Años)	ABSCISAS	DIÁMETRO NOMINAL (in)	SCH	ESPESOR NOMINAL (in)	ESPESOR MÍN ENCONTRADO (in)	PÉRDIDA ESPESOR (%)	ESPESOR MÍNIMO RETIRO (in)	CORROSIÓN ALLOWANCE REMANATE (in)	TASA DE CORROSIÓN (mpy)	NACE RP 0775-05	VIDA RESIDUAL (Años)	PRÓXIMA INSPECCIÓN VISUAL
TL 04	951	9	K0+000 - K0+874	6"	80	0,432	0,34	21,3%	0,286	0,054	10,22	SEVERA	5,3	1,0
		9	K0+874 - K0+946	4"	80	0,337	0,315	6,5%	0,214	0,101	2,44	MODERADA	41,2	5,0
		9	K0+946 - K0+951	3"	80	0,3	0,192	36,0%	0,181	0,011	12,00	SEVERA	1,0	REP. INMEDIATA
TL 37	109,2	1	K0+000 - K0+107	6"	40	0,28	0,266	5,0%	0,286	-0,020	14,00	SEVERA	-1,4	REP. INMEDIATA
		1	K0+107 - K0+109,2	2 7/8"	80	0,216	0,195	9,7%	0,159	0,036	21,00	SEVERA	1,7	1,0
TL 61	2.703	3	K0+000 - K0+390	8"	80	0,5	0,414	17,20%	0,353	0,061	28,67	SEVERA	2,1	1,0
		3	K0+390 - K0+398	4"	80	0,337	0,293	13,1%	0,214	0,079	14,67	SEVERA	5,4	1,0
		3	K0+398 - K2+242	6"	80	0,432	0,372	13,9%	0,286	0,086	20,00	SEVERA	4,3	1,0
		3	K2+242 - K2+675	4"	80	0,337	0,293	13,1%	0,214	0,079	14,67	SEVERA	5,4	1,0
		3	K2+675 - K2+678,2	3"	80	0,3	0,2	33,3%	0,181	0,019	33,33	SEVERA	0,6	REP. INMEDIATA
		3	K2+678,2 - K2+681	2 7/8"	80	0,216	0,18	16,7%	0,159	0,021	12,00	SEVERA	1,7	1,0
		3	K2+681 - K2+703	4"	80	0,337	0,293	13,1%	0,214	0,079	14,67	SEVERA	5,4	1,0
TL 28	1.226	26	K0+000 - K0+000,6	8"	80	0,5	0,435	13,0%	0,353	0,082	2,50	MODERADA	32,6	5,0
		26	K0+000,6 - K0+489	6"	80	0,432	0,324	25,0%	0,286	0,038	4,15	MODERADA	9,2	3,1
		1	K0+489 - K0+491	6"	40	0,28	0,246	12,1%	0,286	-0,040	34,00	SEVERA	-1,2	REP. INMEDIATA
		26	K0+491 - K0+575	6"	80	0,432	0,324	25,0%	0,286	0,038	4,15	MODERADA	9,2	3,1
		26	K0+575 - K0+650	4"	80	0,337	0,289	14,2%	0,214	0,075	1,85	MODERADA	40,5	5,0
		3	K0+650 - K0+738	4"	40	0,237	0,237	0,0%	0,214	0,023	0,00	BAJA	Buen estado	5,0
		26	K0+738 - K1+222	4"	80	0,337	0,289	14,2%	0,214	0,075	1,85	MODERADA	40,5	5,0
		26	K1+223 - K1+224	3"	80	0,3	0,268	10,7%	0,181	0,087	1,23	MODERADA	71,0	5,0
		26	K1+224 - K1+225	2 7/8"	80	0,216	0,199	7,9%	0,159	0,040	0,65	BAJA	60,5	5,0
		26	K1+225 - K1+225,75	3"	80	0,3	0,268	10,7%	0,181	0,087	1,23	MODERADA	71,0	5,0
		26	K1+225,75 - K1+226	2 7/8"	80	0,216	0,199	7,9%	0,159	0,040	0,65	BAJA	60,5	5,0

Fuente: Los autor



Tabla 17. (Continuación). Calculo de velocidad de corrosión y vida residual líneas campo Tello.

LÍNEA	LONGITUD (m)	TIEMPO SERVICIO (Años)	ABSCISAS	DIÁMETRO NOMINAL (in)	SCH	ESPELOR NOMINAL (in)	ESPELOR MÍN ENCONTRADO (in)	PÉRDIDA ESPELOR (%)	ESPELOR MÍNIMO DE RETIRO (in)	CORROSIÓN ALLOWANCE REMANATE (in)	TASA DE CORROSIÓN (mpy)	NACE RP 0775-05	VIDA RESIDUAL (Años)	PRÓXIMA INSPECCIÓN VISUAL
TL 38	1.438	24	K0+001 - K0+002	4"	80	0,337	0,238	29,4%	0,214	0,024	4,13	MODERADA	5,7	1,0
		24	K0+002 - K0+005	3"	80	0,3	0,271	9,7%	0,181	0,090	1,21	MODERADA	74,9	5,0
		24	K0+005 - K1+434	4"	80	0,337	0,238	29,4%	0,214	0,024	4,13	MODERADA	5,7	1,0
		24	K1+434 - K1+438	2 7/8"	80	0,217	0,132	39,2%	0,164	-0,032	3,54	MODERADA	-8,9	REP. INMEDIATA
TL 07	486	32	K0+000 - K0+215	8"	80	0,500	0,473	5,4%	0,319	0,154	0,84	BAJA	182,3	5,0
		32	K0+215,5 - K0+472	6"	80	0,432	0,385	10,9%	0,260	0,125	1,47	MODERADA	85,3	5,0
		32	K0+472 - K0+482	4"	80	0,337	0,325	3,6%	0,196	0,129	0,38	BAJA	342,9	5,0
		32	K0+482 - K0+484	3"	80	0,3	0,284	5,3%	0,167	0,117	0,50	BAJA	234,7	5,0
		32	K0+484 - K0+486	2"	80	0,218	0,201	7,8%	0,196	0,005	0,53	BAJA	10,0	3,3
TL 23	106	23	K0+000 - K0+102	4"	80	0,337	0,308	8,6%	0,214	0,094	1,26	MODERADA	74,3	5,0
		23	K0+102 - K0+104	3"	80	0,3	0,259	13,7%	0,181	0,078	1,78	MODERADA	44,0	5,0
		23	K0+104 - K0+106	2 7/8"	80	0,216	0,18	16,7%	0,159	0,021	1,57	MODERADA	13,1	4,4
TL 32	1.964	27	K0+000 - K0+055	8"	80	0,5	0,463	7,4%	0,353	0,110	1,37	MODERADA	80,0	5,0
		27	K0+055 - K0+595	4"	80	0,337	0,281	16,6%	0,214	0,067	2,07	MODERADA	32,2	5,0
		27	K0+595 - K1+461	3"	80	0,3	0,197	34,3%	0,181	0,016	3,81	MODERADA	4,3	1,0
		27	K1+461 - K1+964	2 7/8"	80	0,216	0,197	8,8%	0,159	0,038	0,70	BAJA	53,3	5,0
TL 49	63	9	K0+000 - K0+061	6"	80	0,432	0,414	4,2%	0,286	0,128	2,00	MODERADA	64,0	5,0
		9	K0+061 - K0+062,1	3"	80	0,3	0,296	1,3%	0,181	0,115	0,44	BAJA	259,8	5,0
		9	K0+062,1 - K0+063	2 7/8"	80	0,216	0,197	8,8%	0,159	0,038	2,11	MODERADA	17,8	5,9

Fuente: Los autores.

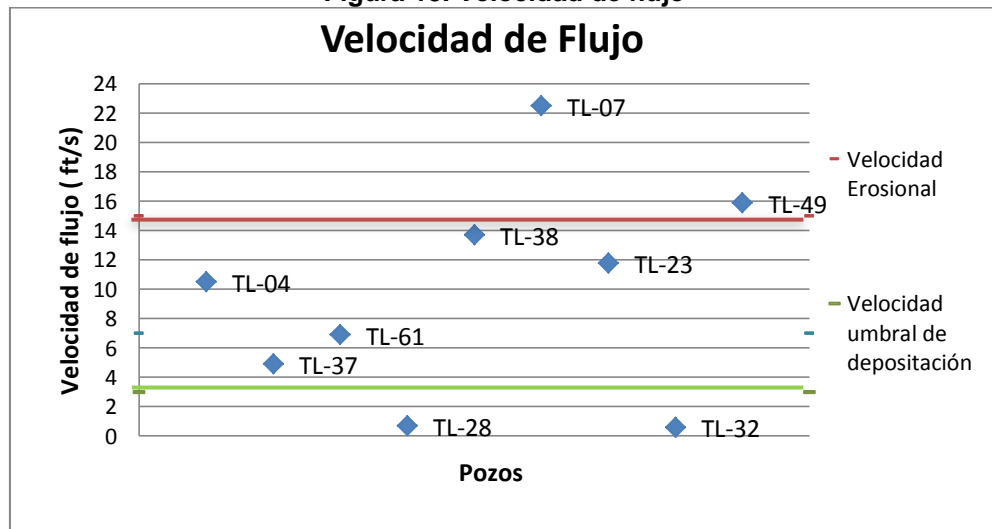
**Tabla 18. Calculo de la máxima presión de operación (MAOP) y caudal óptimo a condición inicial y actual de líneas de campo Tello**

LÍNEA	ID (in)	ID ACTUAL (in)	MAOP CONDICIONES INICIALES (psig)	MAOP CONDICIONES ACTUALES (psig)	CAUDAL OPTIMO INICIAL (BBL/DÍA)	CAUDAL OPTIMO ACTUAL (BBL/DÍA)	CAUDAL EROSIONAL (BBL/DÍA)	CAUDAL DE AGUA PROMEDIO DÍA (BBL/DÍA)	VELOCIDAD ACTUAL (FPS)	NACE-RP 0775-05 @LÍNEA
TL-04	2,9	3,116	3.420	2.765	4.941	5.704	12.223	8.539	10,5	Severa
TL -37	2,443	2,485	2.691	3.418	3.506	3.628	7.774	2.535	4,9	Severa
TL -61	3,826	3,914	3.074	3.282	8.600	9.000	19.285	8.844	6,9	Severa
TL -28	2,443	2,477	2.691	3.489	3.506	3.604	7.724	386	0,7	Severa Moderada
TL -38	2,441	2,611	2.600	2.221	3.500	4.005	8.582	7.860	13,7	Moderada
TL -07	1,939	1,973	3.300	4.265	2.209	2.287	4.900	7.347	22,5	Baja
TL -23	2,443	2,515	2.691	3.155	3.506	3.716	7.963	6.245	11,8	Moderada
TL -32	2,443	2,481	2.691	3.453	3.506	3.616	7.749	317	0,6	Moderada
TL -49	2,443	2,481	2.691	3.453	3.506	3.616	7.749	8222	15,9	Moderada

Fuente: Los autores.

La tabla 18 se evalúa la MAOP y la velocidad actual del sistema de inyección de campo Tello para identificar líneas que se encuentran operando en un rango de caudal óptimo de inyección (7 FPS), así como aquellas que presenten valores próximos o superiores al límite erosional de 15 FPS e inferiores al límite deposicional de 3 FPS, que podrían reducir considerablemente la integridad de las tuberías y generar taponamiento. (Ver figura 15)<sup>3</sup>.

**Figura 15. Velocidad de flujo**



Fuente. Autores

<sup>3</sup> Design of oil- handling systems and facilities

En las condiciones actuales de integridad metalmeccánica se identificaron 4 líneas con velocidades superiores o cercanas a las erosivas (*TL-07, 49ST, 38, 23*), 2 con velocidades deposicionales (*TL-28 y 32*) y 3 que se encuentran en un rango óptimo (*TL-61, 37, 04*).

Sin embargo las líneas que presentaron velocidades cercanas a las erosivas no son las que se encuentran en un estado crítico de integridad respecto a la pérdida de espesor y vida residual. es por ello que se puede deducir que los factores que reducen la integridad y confiabilidad de las líneas de mayor a menor criticidad son:

- Schedule de la tubería (grosor de la pared); debido que a menor espesor de pared de tubería se tendrá una menor capacidad de soportar esfuerzos, por lo tanto se recomienda usar en todas las líneas de inyección de la SOH un SCH de 80 y no uno de 40 como es el caso de TL-37 y tramo de TL-28.
- Factores externos; condiciones preventivas y correctivas como recubrimiento de la totalidad de la línea, ausencia o uso inadecuado de soportes.
- Ausencia de un método de control de corrosión que permita una reacción preventiva no correctiva implementando Técnica END (ultrasonido, ondas guidas. flujo electromagnético. protección catódica. cupones).
- Propiedades fisicoquímicas del agua de inyección, altos contenidos de gases disueltos  $O_2$  ,  $CO_2$  ,  $H_2S$ ; salinidad del agua de inyección, alto contenido de iones y cationes, grasas y aceites, etc. (ver cuadro 1,2,3 capítulo 2).
- Altas o bajas velocidades de flujo; las cuales ocasionan erosión o depositación respectivamente.
- Factores externos, condiciones ambientales (huecos, derrumbes, cruce de aguas, cruce de carreteras, estado de vegetación, entre otras).
- Tiempo de servicio de las tuberías.
- Condiciones metalúrgicas.

Los resultados y análisis de inspección basado en el riesgo de campo Dina se encuentra en el anexo C, donde se muestra la descripción de las líneas de inyección, resultados de la inspección visual, inspección Scan A y RBI de las líneas de inyección de campo Dina, en el cual se calcula y evalúa la máxima



presión de operación (MAOP) y caudal óptimo condición inicial y actual. En el Anexo F se encuentra el mapa digital en AutoCAD especificando características dimensionales de la línea principal del sistema de inyección de Campo Dina.

## 4 MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Para que un proyecto de inyección de agua sea exitoso es esencial un programa bien planeado y ejecutado de vigilancia y monitoreo de la inyección; estas actividades son clave para entender el desempeño del yacimiento, asegurar el cumplimiento de los objetivos propuestos en la recuperación del hidrocarburo, identificar oportunidades para mejorar el recobro y de igual forma para mantener bajos costos operacionales.

En la literatura se han discutido numerosas técnicas de supervisión y monitoreo en los yacimientos, aunque muchos autores coinciden que la clave para cualquier programa de monitoreo está en la planeación y la calidad de los datos disponibles<sup>4</sup>, asimismo, una técnica aplicada de forma aislada no suele indicar correctamente el comportamiento del yacimiento, ya que diferentes parámetros pueden generar conductas similares en los gráficos que representan el comportamiento de la producción e inyección de fluidos en el yacimiento.

### 4.1 PROCESO Y PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA

A continuación se proponen diferentes técnicas para evaluar de manera eficiente el comportamiento de un yacimiento en la SOH, estos análisis se deben realizar a nivel de campo, a nivel de bloque o patrón hasta llegar finalmente a nivel de pozo, la eficiencia de estas técnicas está íntimamente ligada a la calidad de los datos obtenidos antes de realizar el análisis. Las técnicas planteadas para el monitoreo del desempeño de la inyección de agua en estos niveles consisten principalmente en métodos gráficos y mapas, que servirán igualmente para detectar cambios importantes en la relación inyección/producción, identificar oportunidades de desarrollo y provocar mejoras eficaces en el gerenciamiento del yacimiento sometido a la inyección de agua (ver anexo D). En el siguiente capítulo (5) se aplicarán la mayoría de los métodos planteados a un área escogida del Campo Tello.

El éxito del proyecto de recobro de petróleo mediante la inyección de agua depende del enfoque metódico para entender donde existen oportunidades, con el fin de reconocer planes de acción tediosos o hacer un juicio precipitado, esto es importante en el actual entorno de donde la optimización de los recursos humanos

---

<sup>4</sup>TERRADO, M., YUDONO, S., and THAKUR, G. SPE 102200 Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles into Practice. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas. 2006

y capital es un tema crítico. Las técnicas de monitoreo siempre serían un precursor para estudios en profundidad incluyendo simulación numérica.

#### **4.1.1 Monitoreo a nivel de campo**

Cuando se analiza un campo bajo inyección de agua, los siguientes son los aspectos claves para investigar:

1. ¿Cuál es el mecanismo primario o mixto de empuje en el yacimiento?
2. ¿Cuál es el factor de recobro actual y cuanto volumen de agua ha sido inyectado?
3. ¿Cómo es el comportamiento de la presión estática del yacimiento?
4. ¿Cómo es el comportamiento de producción total de fluidos?
5. ¿Cómo es el rendimiento de la relación gas– aceite GOR?
6. ¿Cuáles la tendencia del WOR y producción de agua?
7. ¿Cuál es la tasa de inyección de agua y como es la comparación con el total de barriles drenados en el yacimiento?
8. ¿Cuáles son los límites de capacidad de fluidos inyectados y producidos en el proyecto?, ¿Mejora el campo con las limitaciones actuales?
9. ¿Cómo comparar la productividad e inyectividad por pozo?


#### **4.1.2 Monitoreo a nivel de bloque – patrón**

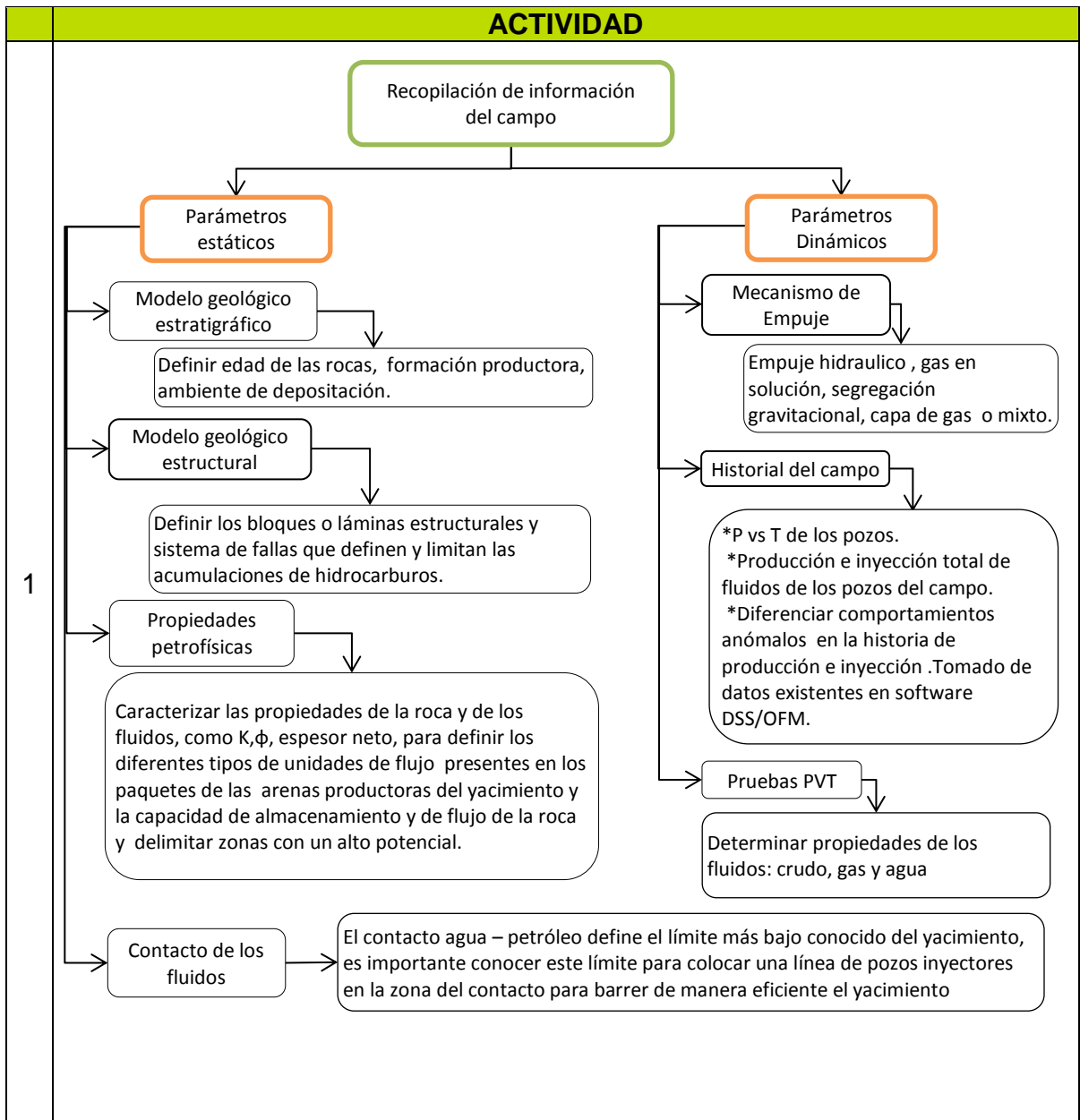
El objetivo de este nivel es el de evaluarla eficiencia del desempeño de la inyección de agua, dando ideas sobre la existencia de futuras oportunidades. Cuando el campo está conformado por muchos pozos, es de gran ayuda subdividirlo en grupos definidos por área. Los bloques generalmente están limitados por fallas, por barreras hidráulicas conocidas o por límites de presión. Cada bloque debe incluir pozos productores e inyectores, cabe tener en cuenta que este nivel de análisis proporciona evaluaciones cualitativas para ayudar a identificar oportunidades de mejora.


#### **4.1.3 Monitoreo a nivel de pozo**

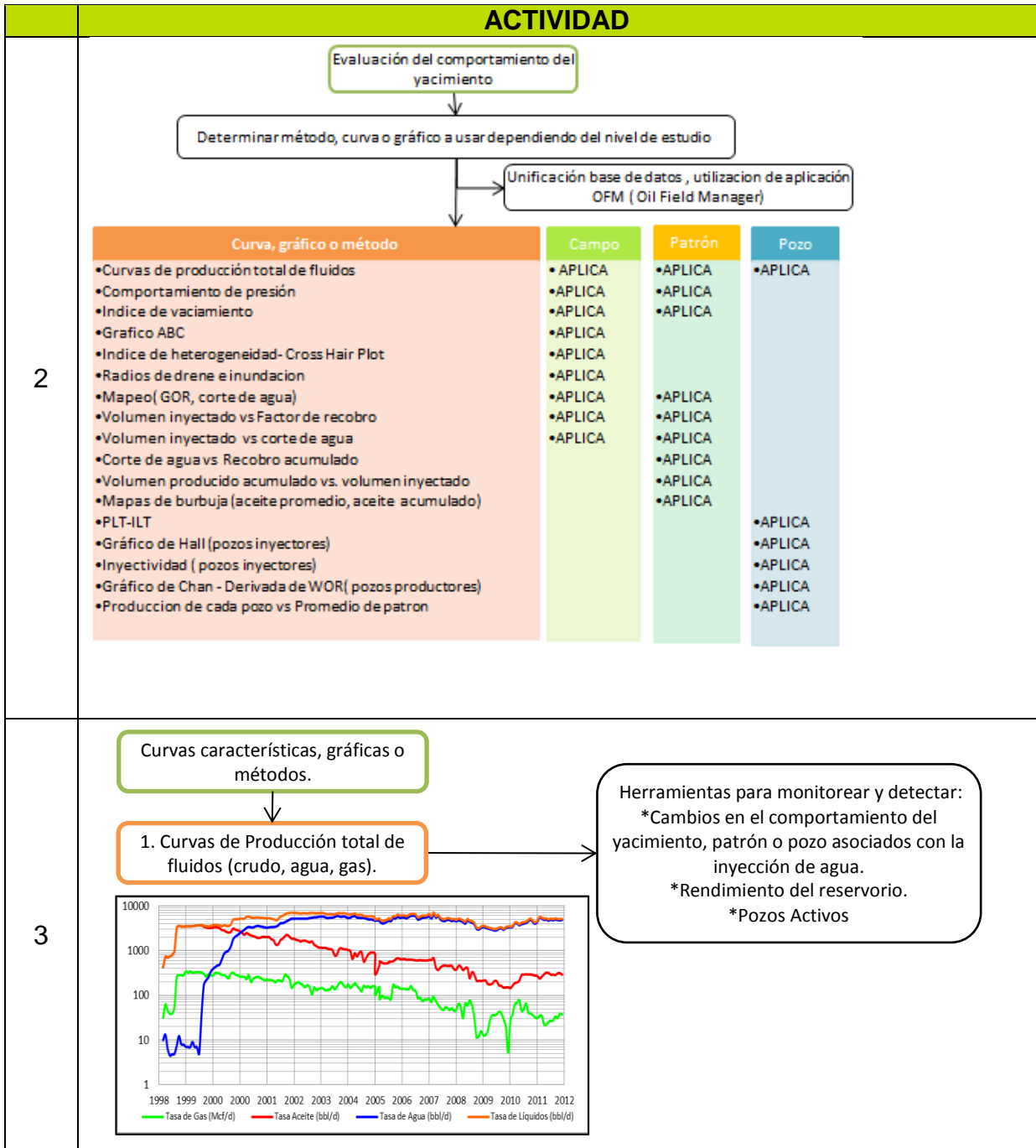
El nivel de pozo es el último nivel de enfoque propuesto en esta metodología. Al llegar a este nivel de evaluación se podrán plantear acciones específicas y detalladas para optimizar la inyección de agua en el campo. Los pozos se evaluarán aplicando los métodos de Chan y Hall para pozos productores e inyectores respectivamente.

Con el fin de describir las actividades y responsabilidades para realizar el monitoreo de la eficiencia de la inyección de agua en la superintendencia de operaciones Huila Tolima, se propone el siguiente procedimiento y proceso.


	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>

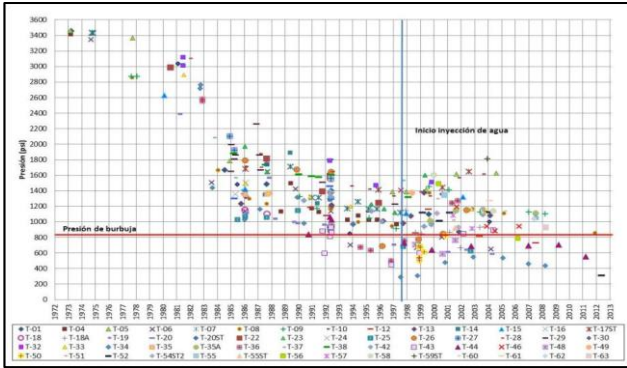
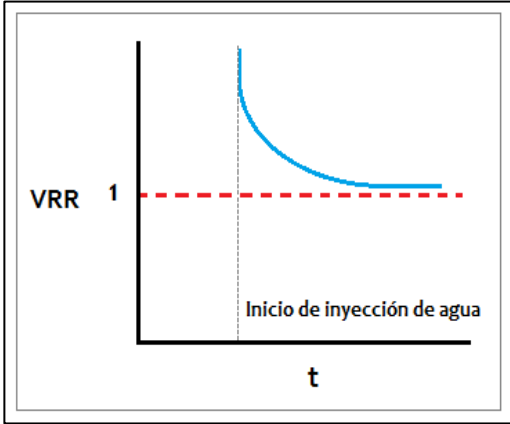



	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado --/--/----</b>
		<b>Versión: 1</b>





	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>

ACTIVIDAD	
4	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;">2. Comportamiento de presión</div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 60%;">  </div> <div style="width: 35%; border: 1px solid black; border-radius: 15px; padding: 10px;"> <p>Grafica que permite monitorear el mantenimiento de la presión por encima de la presión de burbuja. Uno de los primeros motivos que llevan a adoptar planes de recuperación mejorada es la disminución en la presión del yacimiento, ya que es indeseable la generación de gas libre en el yacimiento por lo que la inyección de fluido debe garantizar que la presión del yacimiento este por el encima de la presión de burbuja del fluido.</p> </div> </div>
5	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;">3. Índice de vaciamiento, VRR</div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;">  </div> <div style="width: 50%;"> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 15px; padding: 10px; margin-bottom: 10px;"> <p>Permite conocer si el agua que está siendo inyectada es suficiente para desplazar el crudo. Este índice se define como la relación entre el volumen total de fluido inyectado y el volumen total de fluido producido a condiciones de yacimiento.</p> </div> <div style="text-align: center; margin-bottom: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 10px; padding: 5px; display: inline-block;">Calcular</div> </div> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 15px; padding: 10px; margin-bottom: 10px;"> <math display="block">VRR = \frac{q_{watiny} * B_w}{q_{oil} * B_o + q_{wat} * B_w + (GOR - R_s) * q_{oil} * B_g}</math> </div> <div style="border: 1px solid black; border-radius: 15px; padding: 10px;"> <p>VRR ideal = 1  VRR aceptable = entre 1.1 a 1.3 → periódicas 10% al 30%  VRR &lt; 1.1 Sub- inyección → reducción de presión y aumento saturación gas libre  VRR &gt; 1.3 Sobre- inyección → Flujo preferencial</p> </div> </div> </div>

	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>

**ACTIVIDAD**

**4. Comportamiento Antes Después - Grafico ABC** → Identificar pozos con cambios significativos en la producción, comparando tasas de agua y aceite en lapsos de tiempo de 3 meses

eje X =  $\frac{\text{Tasa actual de agua}}{\text{tasa previa de agua}}$       eje Y =  $\frac{\text{tasa actual de aceite}}{\text{tasa previa de aceite}}$

**6**

Comportamientos coordenadas

- Pozos sin cambio: punto (1,1), pozos con producción estable.
- Incremento tasa total de líquido: línea de 45°, por encima del punto (1,1). Respuesta inyección de agua positiva (+)
- Reducción tasa total de líquido: línea de 45°, por debajo del punto (1,1). Pozos problemas candidatos a workover
- Incremento del corte de agua: debajo de la línea de 45° y a la derecha del gráfico. Posible canalización.

**5. Índice de heterogeneidad – Cross Hair Plot** → Identificar pozos con rendimientos pobres o superiores, comparando valores individuales por pozo con valores promedio de una variable la cual puede ser, tasa de crudo, gas, corte de agua, líquido total, BOE..

**7**


$$IH_{Fluid} - 1 = \left[ \frac{Fluid_{Cum\ well}}{Fluid_{Cum\ Avg\ well}} - 1 \right]_t$$

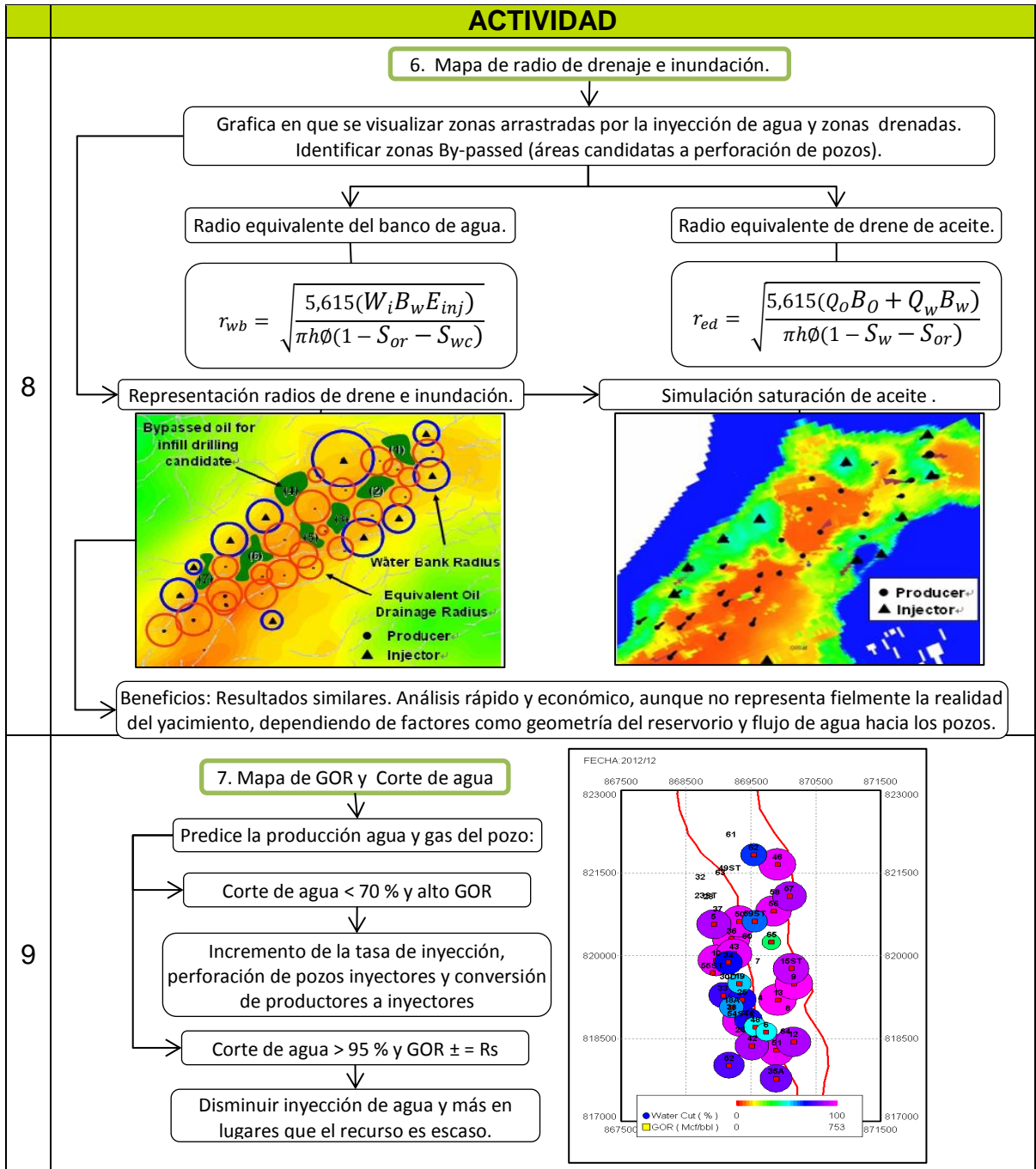
para un tiempo  $t = 1. . . n$


Análisis bidimensional, donde los pozos con tasas promedio de aceite o agua tienen un valor de cero (0) a un tiempo t. Al evaluar el IH acumulado se observa el comportamiento individual de los pozos a lo largo del tiempo

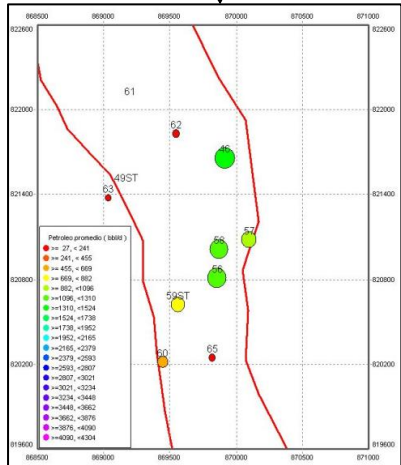
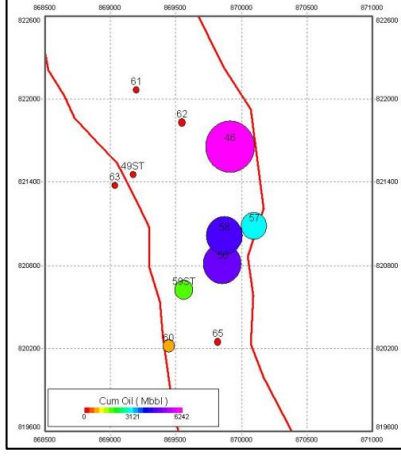
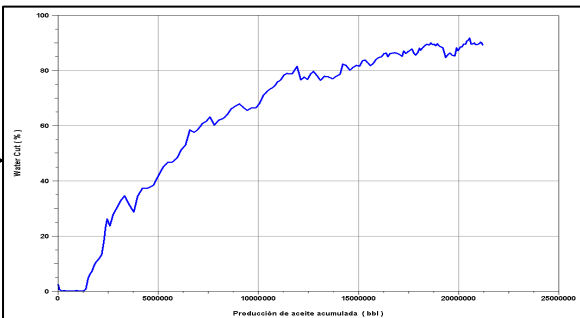
Comportamiento de los cuadrantes:


- Cuadrante I.** pozos con alta productividad
- Cuadrante II.** Pozos con buen desempeño
- Cuadrante III.** Pozos con baja productividad
- Cuadrante IV.** Pozos con pobre desempeño.

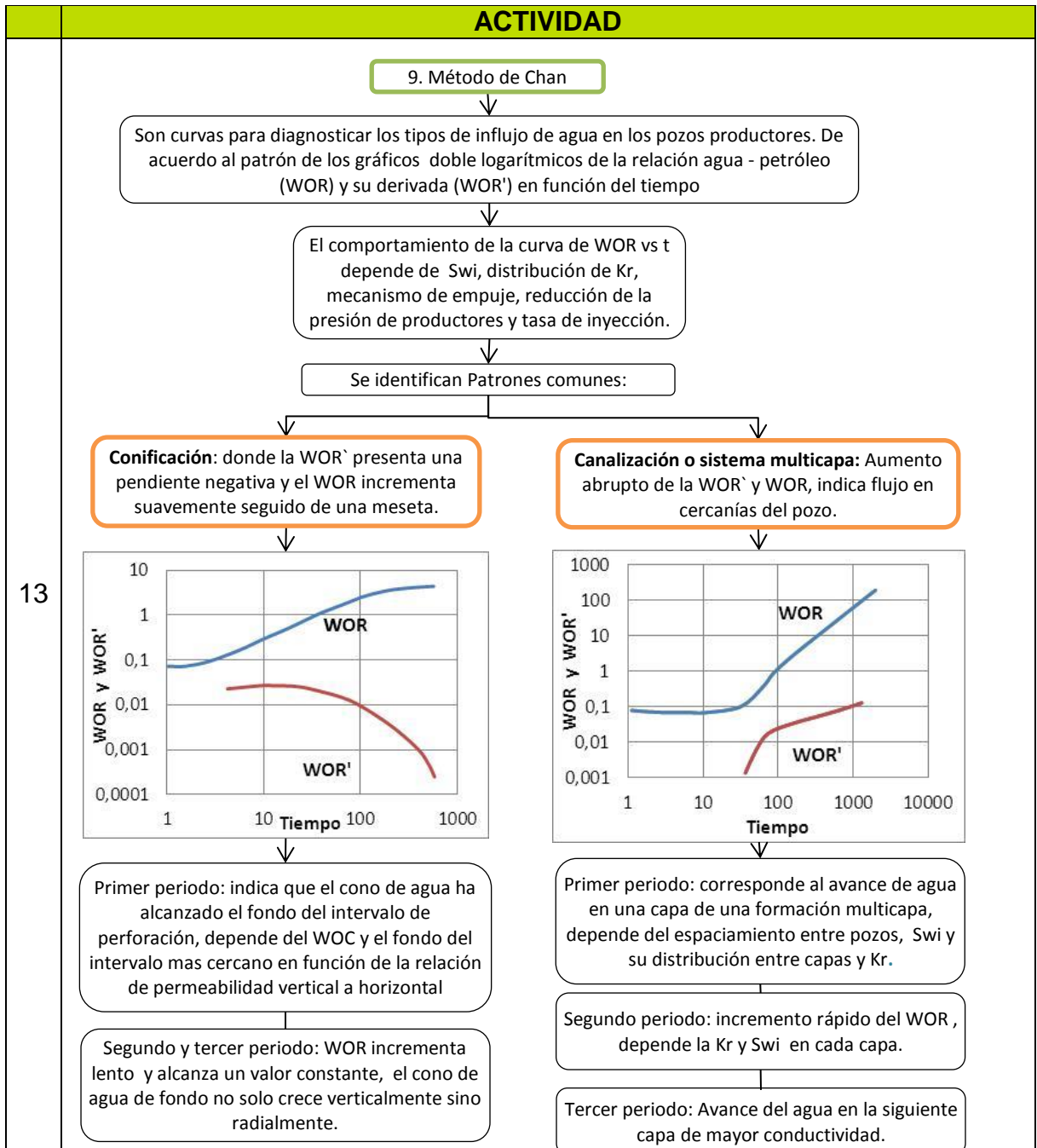
	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>




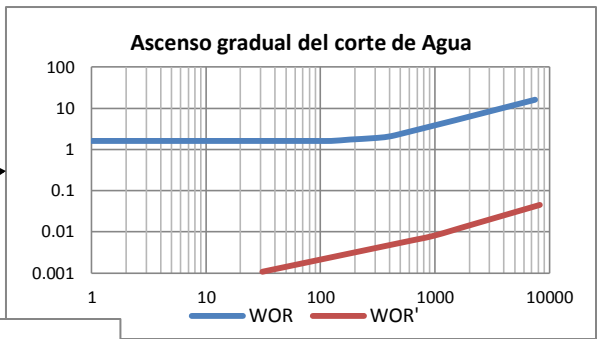
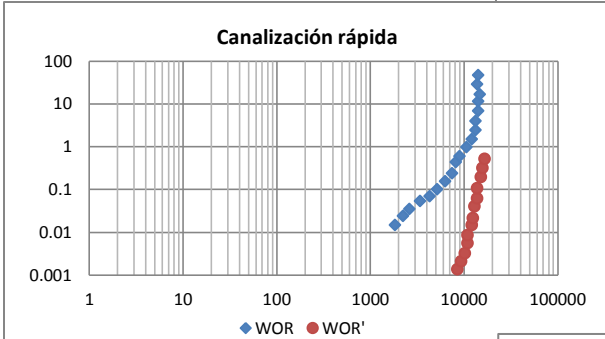
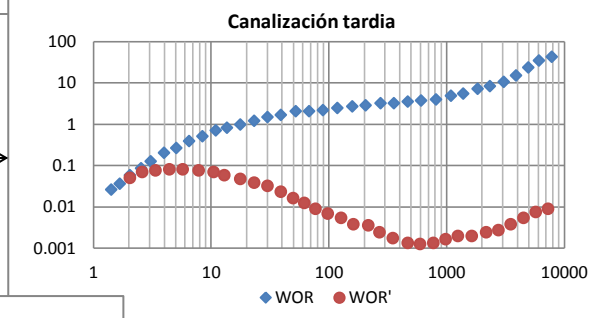
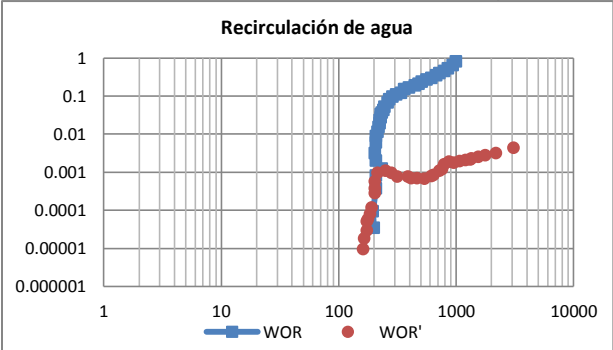
	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado --/--/----</b>

ACTIVIDAD	
10	<div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;">8. Mapas de burbuja.</div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <div style="border: 1px solid orange; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Tasas de aceite promedio</div> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Permite evaluar la producción promedio de los pozos y al mismo tiempo realizar una comparación del desempeño de éstos.</div>  </div> <div style="text-align: center;"> <div style="border: 1px solid orange; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Tasas de aceite acumulado</div> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-bottom: 5px;">Permiten evaluar la producción acumulada con el paso del tiempo.</div>  </div> </div>
11	<div style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;">9. Corte de agua vs. Recobro acumulado</div> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-bottom: 10px;">La curva del corte de agua vs. Recobro acumulado permite visualizar claramente el comportamiento de la producción durante la inyección de agua y facilita la extrapolación del límite económico del corte de agua para proyectar el recobro de aceite final debido a la inyección de agua.</div> 
12	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;">10. Corte de agua vs. Tiempo</div> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px;">El comportamiento del corte de agua con el tiempo debe ser monitoreado para identificar señales de ruptura</div>


	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>		
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>		
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----	<b>Versión: 1</b>

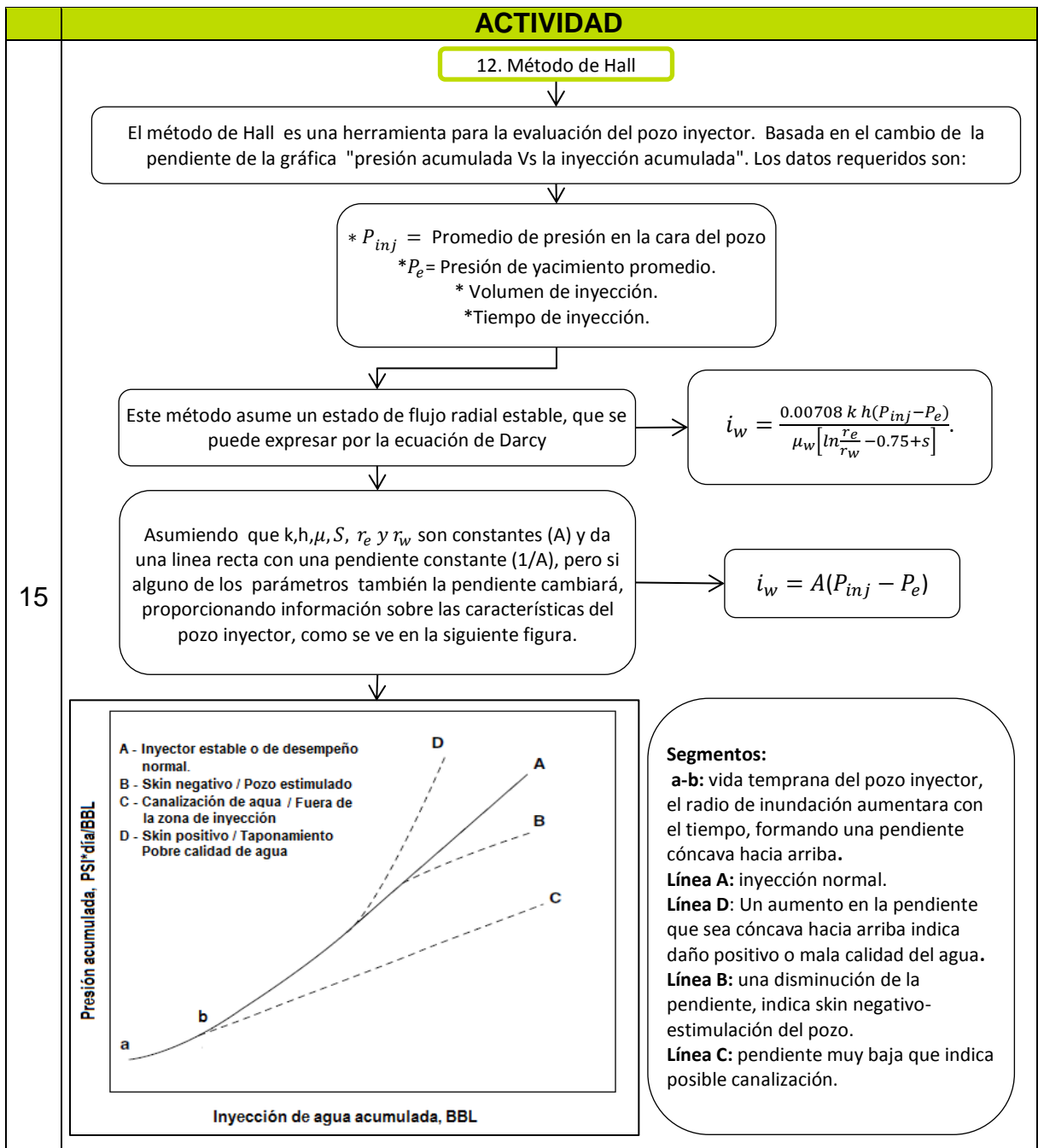


	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>

ACTIVIDAD	
14	<p>Otros tipos de influjo conocidos</p> <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: flex-start;"> <div style="margin-bottom: 10px;"> <p style="border: 1px solid orange; border-radius: 10px; padding: 5px; width: fit-content;">           Ascenso gradual del corte de Agua:            Desplazamiento normal con un alto corte de agua, identificado por una ligera pendiente positiva en las curvas del WOR y WOR'.         </p> </div> <div style="margin-bottom: 10px;">  </div> <div style="margin-bottom: 10px;"> <p style="border: 1px solid orange; border-radius: 10px; padding: 5px; width: fit-content;">           Canalización rápida y flujo proveniente de las cercanías del pozo, se caracteriza por un aumento abrupto de las curvas de WOR y WOR', debido a una alta conductividad, esta es un agua perjudicial para mejorar el factor de recobro.         </p> </div> <div style="margin-bottom: 10px;">  </div> <div style="margin-bottom: 10px;"> <p style="border: 1px solid orange; border-radius: 10px; padding: 5px; width: fit-content;">           Canalización tardía: en el periodo inicial tiene pendiente positiva suave, evidencia movimiento ascendente del agua, seguida de pendiente negativa indicando conificación y su periodo final una pendiente positiva que indica canalización         </p> </div> <div style="margin-bottom: 10px;">  </div> <div style="margin-bottom: 10px;"> <p style="border: 1px solid orange; border-radius: 10px; padding: 5px; width: fit-content;">           Recirculación de agua : el WOR incrementa abruptamente debido a capas de alta conductividad, la curva WOR' en su periodo inicial evoluciona positivamente, seguido de una pendiente negativa indicando restauración del cono de agua el cual en su tercer periodo se vuelve un canal de alta conductividad , incrementando el WOR'.         </p> </div> <div>  </div> </div>

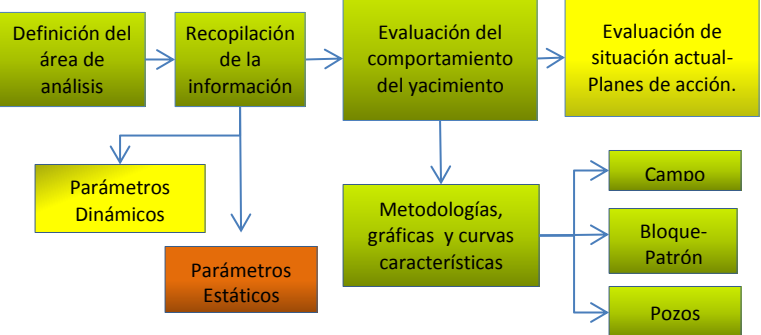


	<b>PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	
	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y CONFIABILIDAD SOH</b>	
	<b>Código</b>	<b>Elaborado</b> --/--/----
		<b>Versión: 1</b>



	<b>PROCESO DE MONITOREO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCION DE AGUA</b>	<b>Versión 1</b>
		Elaborado --/--/--

<b>OBJETIVO</b>	Definir un proceso que permita estandarizar técnicas y métodos para de monitorear la eficiencia de inyección tanto en los pozos inyectoros y productores como en el yacimiento.	<b>ALCANCE</b>	Aplica para la evaluación del comportamiento del yacimiento. Inicia con la definición del objeto de análisis y finaliza con el establecimiento de planes de acción.
-----------------	---	----------------	---

ENTRADAS			PROCESO/ ACTIVIDAD				SALIDA	
INFORMACIÓN	RESPONSABLE	HERRAMIENTA					INFORMACIÓN	HERRAMIENTA
Parámetros estáticos del yacimiento a estudio.	Dpto. ingeniería de subsuelo y confiabilidad	Informe		Evaluación del estado actual del objeto de análisis.	Comité de gestión Reuniones de trabajo Informe			
Parámetros Dinámicos del yacimiento a estudio.	Dpto. de Producción	Informe					Implicaciones	Comité de gestión Reuniones de trabajo Informe
							Alternativas de acción	Comité de gestión Reuniones de trabajo Informe
<b>UNIDAD RESPONSABLE DEL PROCESO</b> Equipo Inyección de Agua			<b>REGISTROS</b>					

**RESPONSABLES**

- Equipo de Ingeniería de Inyección de agua
- Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad
- Dpto. Producción - Compañía de servicios

<b>REVISÓ</b>	
<b>CARGO</b>	
Firma	Fecha

<b>APROBÓ</b>	
<b>CARGO</b>	
Firma	Fecha



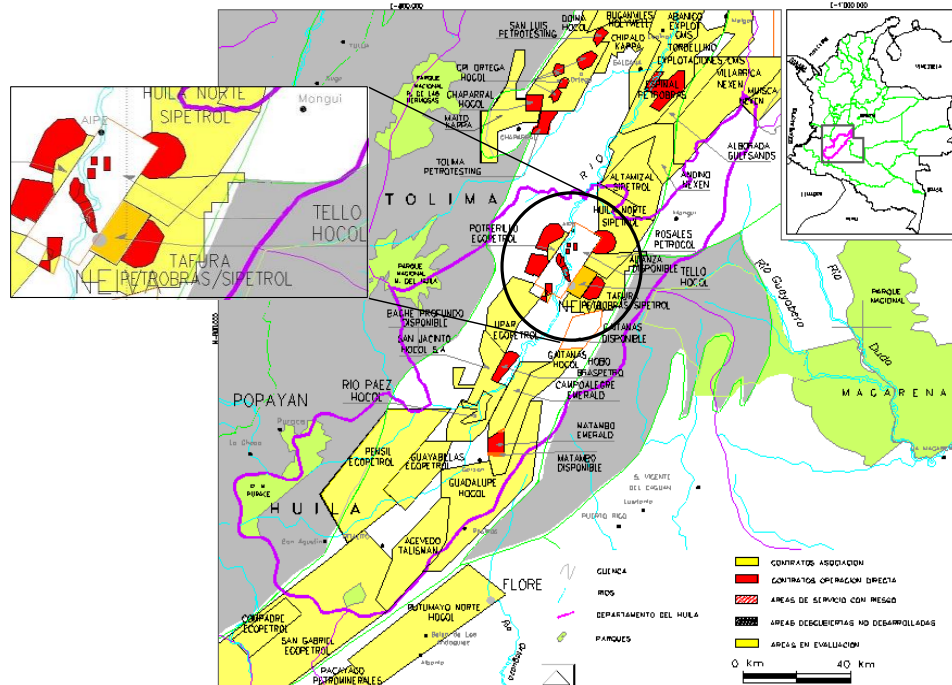
## 5 MONITOREO DEL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN CAMPO TELLO

### 5.1 GENERALIDADES DEL CAMPO TELLO

#### 5.1.1 Ubicación geográfica

El Campo Tello se encuentra ubicado en el departamento del Huila al nordeste de la ciudad de Neiva, dentro del área de la anterior Concesión Tello 1161 operada en esa época por la compañía Hocol. El campo se localiza en la subcuenca del Valle Superior del Magdalena.

Figura 16. Ubicación geográfica del Campo Tello



Fuente: Proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua. Ecopetrol s.a. Año 2006

#### 5.1.2 Historia del campo

El campo Tello fue descubierto en marzo de 1972 con la perforación del pozo Tello 1. El desarrollo principal de Campo Tello se terminó con la perforación de los pozos en el año de 1985, alcanzando una producción máxima de 14.210 bopd en septiembre de 1984. La formación productora es Monserrate con un mecanismo de producción de Gas en Solución.

En Septiembre de 1997 se inicia el proyecto de inyección de agua en Campo Tello con la conversión del Pozo TL-23 a inyector con una inyección promedio de 4.000 barriles de agua por día, además se inicia un desarrollo de la zona norte del Campo con la perforación de nuevos pozos que poseían un alto potencial de producción de crudo. Con este plan de desarrollo la producción y las reservas del campo se incrementaron notablemente alcanzando una producción máxima en abril del 2001 de 15.551 barriles por día<sup>5</sup>.

El 13 de febrero de 2006 finaliza la concesión Tello 1161 (Campos Tello y la Jagua) operada por la compañía Hocol. El 14 de febrero de 2006 se suscribió el acuerdo de operación entre Ecopetrol S.A. y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, iniciando Ecopetrol S.A. las actividades de Operación y Mantenimiento, producción 100% ANH. El 9 de marzo de 2007, el Ministerio de Minas aprueba el Proyecto Incremental de Producción definiendo una curva básica que pagaría el 20% de regalías y sobre la incremental se pagaría un 8% de regalías. Luego en abril del mismo año, Ecopetrol S.A. y la ANH suscriben el contrato de Exploración y Explotación de hidrocarburos para los Campos Tello y La Jagua, Ecopetrol participa en un 50% producción.

Actualmente, la producción del Campo Tello es de 5000 barriles diarios de petróleo con 31 pozos productores activos y 11 pozos inyectores.

### **5.1.3 Información geológica**

La compañía Hocol realizó reinterpretaciones estratigráficas y estructurales que permitieron la identificación de cinco láminas productoras de hidrocarburos (A, B, C, D y E), las cuales han variado su tamaño y cantidad de OOIP hasta el año 2006. La capacidad de crecimiento del campo Tello está relacionada con la definición de los límites Norte y Sur en algunas láminas y en la optimización del sistema de inyección actual.

La principal roca fuente generadora de hidrocarburos del campo Tello corresponde a arcillas de la Formación Villeta; el reservorio principal corresponde a las areniscas de la Formación Monserrate. Las arcillas de la formación Barzalosa y/o miembros arcillosos de la Formación Honda, las discordancias y las yuxtaposiciones de arcillolitas contra areniscas existentes son las encargadas de proporcionar el sello en el sistema petrolífero.

---

<sup>5</sup> ECOPETROL, Proyecto de producción incremental de los campos Tello y La Jagua. 2006.

#### 5.1.4 Información general del campo

A continuación en la tabla 19 se reportan propiedades generales del campo Tello:

Tabla 19. Información general del campo Tello

<b>PRINCIPALES PARÁMETROS DE CAMPO TELLO</b>	
Gravedad API del crudo	21.5°
Temperatura de Yacimiento (°F)	165
Presión de Yacimiento actual (psi)	950
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	3484 @ 6300 ft
Presión de Burbuja (psi)	846 (PVT Tello 46)
Tipo de Formación	Arenisca
Formación Productora	Monserate
Porosidad (%)	22
Permeabilidad (md)	160
OOIP (MBbls)	442
Factor de Recobro (%)	22.5
Espesor neto promedio (ft)	10-100
Profundidad (ft)	8000 - 10000
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	6700
Viscosidad del agua (Cp)	1.07
Relación Gas-Aceite en Solución, Rsi (SFC/BL)	142
Factor Volumétrico del petróleo a Pb (rb/stb)	1.077
Gravedad del gas	0.742
GOR	160
Mecanismo de producción primario /secundario	Expansión volumétrica/ inyección de agua
Características fluidos	Presencia de carbonatos, producción de arena

#### 5.1.5 Mecanismo de producción

La presión de burbuja del campo Tello es 846 psi y dado que la presión inicial del yacimiento es mayor y corresponde a 3484 psi @ 6300 ft, se clasifica inicialmente el yacimiento como un yacimiento sub-saturado. Dada esta razón y debido al comportamiento de la producción, se establece como principal mecanismo de producción del campo el empuje por gas en solución, seguido en menor grado por la segregación gravitacional y el empuje hidráulico.

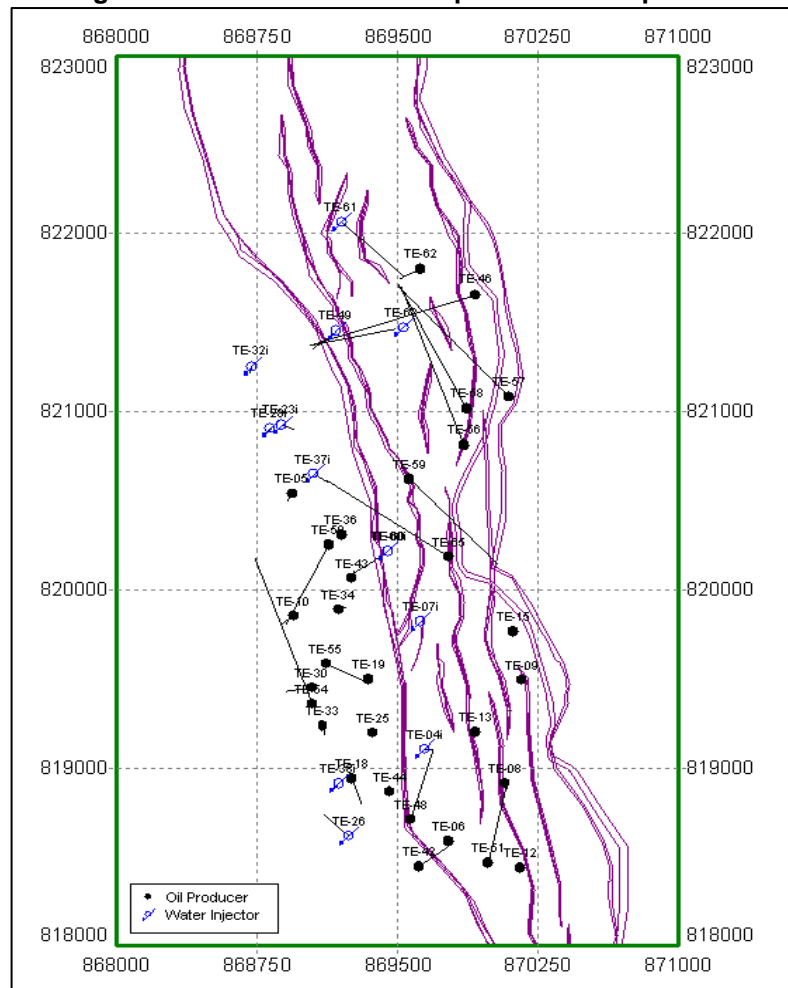
En el año de 1997 se inicia la inyección de agua en el campo, con el objetivo de mantener la presión del yacimiento por encima del punto de burbuja. Debido a este mantenimiento de presión, la presión promedio corresponde a aproximadamente 950 psi @ 6300 ft. Cabe aclarar que en algunos sectores del yacimiento la presión se encuentra por debajo del punto de burbuja porque no existe un soporte de presión.

Como consecuencia de lo anteriormente dicho, y para reducir la declinación de la presión y retardar el tiempo de llegada al punto de burbuja, se debe continuar y optimizar el proyecto de mantenimiento de presión del campo por inyección de agua, lo cual permitirá de igual manera mejorar la eficiencia de barrido y de desplazamiento en el yacimiento. Se procede entonces a efectuar el análisis de la inyección de agua del campo Tello siguiendo el procedimiento definido en el capítulo anterior. A continuación se presenta el análisis realizados a diferentes niveles de estudio (Campo – Bloque/Patrón – Pozo).

## 5.2 ANÁLISIS A NIVEL DE CAMPO

A partir de los métodos y procesos propuestos en el capítulo 4 se realiza el análisis básico de la inyección de agua a nivel de campo. En la figura 17 se presenta la distribución de los pozos en el campo Tello.

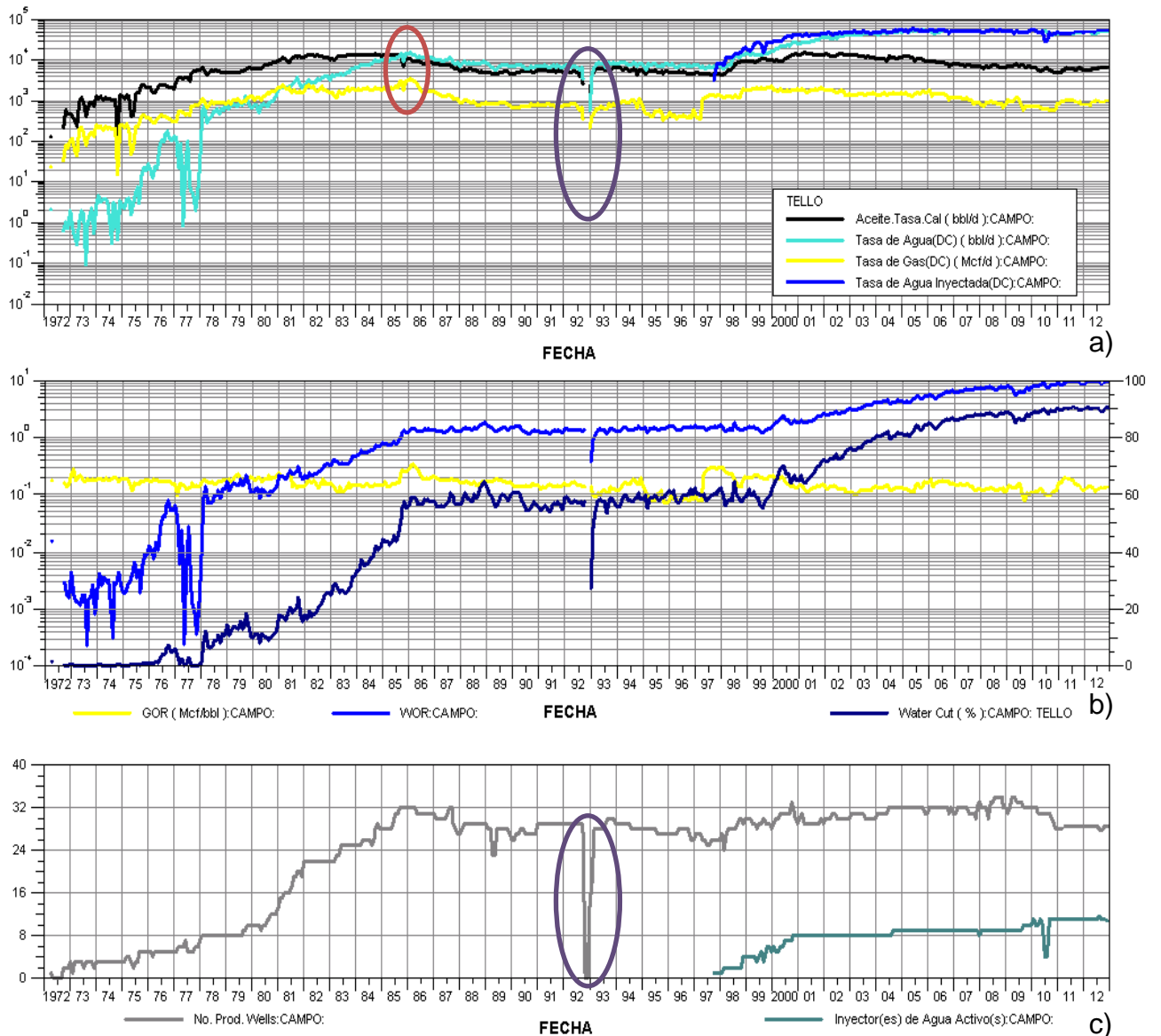
Figura 17. Localización de los pozos del Campo Tello



### 5.2.1 Curvas de producción

En primer lugar, es importante analizar la historia de producción del campo para detallar cambios significativos en su comportamiento con el paso del tiempo; en este caso, se realiza un *Composite Plot* que permite visualizar simultáneamente las curvas de producción de aceite, agua y gas, la tasa de inyección de agua, el GOR y el WOR. De igual manera, es recomendable observar el comportamiento de estos parámetros teniendo en cuenta la variación en el número de pozos productores e inyectores activos del campo.

Figura 18. Composite Plot del campo Tello



El campo Tello inicia su actividad de producción en el año de 1972 con una alta producción de aceite en comparación a la producción de agua a la misma fecha; en el año de 1984 se alcanza una producción de aceite máxima de 14210 bopd. El desarrollo primordial del campo se alcanza en el año de 1985 y como se puede observar en la figura 18 (a, b ó c), la tasa de agua diaria iguala a la tasa de aceite (circulo rojo). En el año de 1992 no se registran datos de producción, esto obedece al ataque realizado por grupos ilegales a las facilidades del campo en esa fecha (circulo morado). En el año de 1997 se da inicio al proceso de inyección de agua en el campo con el pozo Tello 23, lo cual se ve reflejado en el aumento significativo de producción de agua. Con este proceso se logró una producción máxima de alrededor de 15500 BOPD, con 14 nuevos pozos productores perforados.

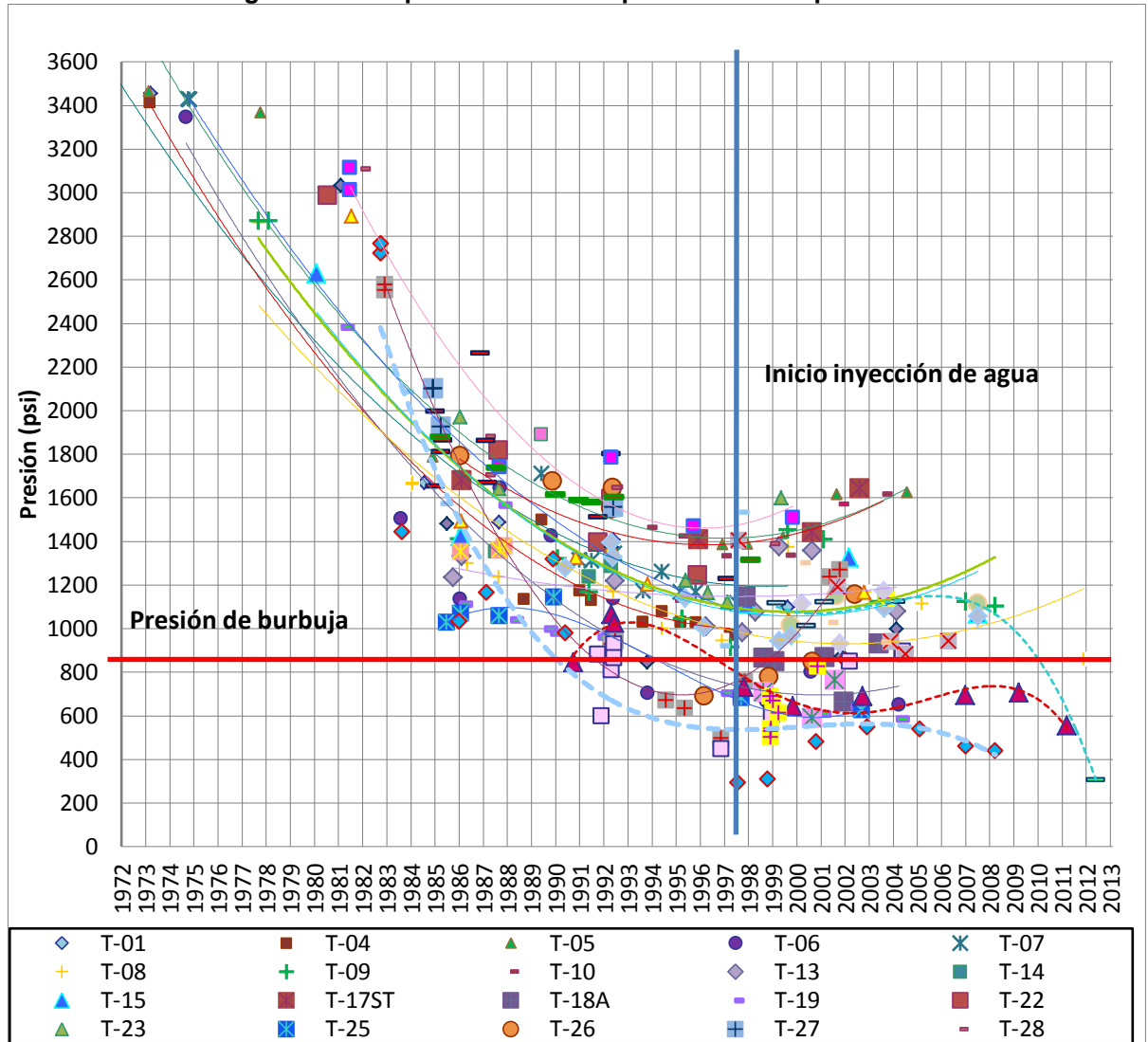
### 5.2.2 Comportamiento de presión

Inicialmente. la presión del yacimiento fue 3484 psi, la cual ha disminuido gradualmente con el paso del tiempo debido a la perforación y puesta en producción de los pozos en el campo, alcanzando una presión promedio de aproximadamente 900 psi. Para mantener la presión del yacimiento por encima del punto de burbuja se comienza el proceso de inyección de agua en algunas zonas del campo en el año 1997. En la figura 19 se puede apreciar el efecto que produce el agua inyectada sobre el mantenimiento de la presión en el yacimiento, donde se muestra una respuesta positiva, al mantenimiento de presión debido a la inyección en la mayoría de los pozos, tales son: TL-01, 04, 05, 07, 08, 09, 13, 15, 32, 36 lo cual se ve también reflejado en la producción del campo, los pozos TL-34, 44, 52 son los únicos en la que su presión con respecto al tiempo tiende a disminuir (ver tendencias discontinuas).

La presión promedio actual del yacimiento está alrededor de 900 psi, aunque en algunas zonas la presión se encuentra por debajo del punto de burbuja (300 psi aprox.) debido a la falta de mecanismo de soporte y mantenimiento de presión

En la actualidad, la producción es mantenida principalmente debido al empuje hidráulico que proporciona la inyección de agua en el campo, alcanzando un corte de agua superior al 80%.

Figura 19. Comportamiento de la presión del campo Tello



### 5.2.3 Índice de Vaciamiento

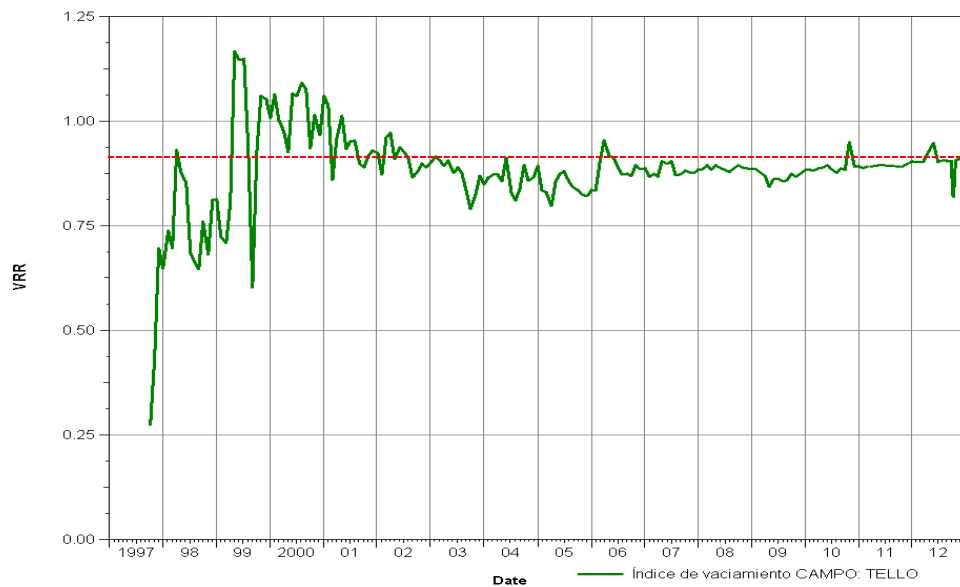
Como se indicó en el capítulo 4, el índice de vaciamiento evalúa la relación entre el fluido inyectado y el fluido producido, permitiendo monitorear si el agua que se inyecta es suficiente para desplazar el crudo. Idealmente el valor del índice es 1.0.

Entre el final del año 1999 y el año 2000 (ver figura 20) se mantuvo un índice de vaciamiento con un comportamiento normal (entre 1.1 – 1.3), pero a partir de esta fecha el índice de vaciamiento ha disminuido por debajo de 1.0, esto ocurre probablemente debido a la caída de presión generada por la perforación de varios pozos a partir de esa fecha.



Actualmente, el índice de vaciamiento del campo Tello es de 0.91, un valor por fuera del rango óptimo, que indica que el volumen total de agua inyectada en los pozos no ha sido suficiente para el desplazamiento de los fluidos, o en otros términos, a la fecha de evaluación se extrae más fluido del que es inyectado. Para mitigar este efecto, el pozo TL-63 fue convertido a inyector a finales del año 2012 y se planea convertir el pozo TL-39 ST, además, se realizó en el pozo inyector TL-49 ST una intervención con un gel taponante el año 2011, que permite direccionar el flujo de agua a las zonas menos permeables, mejorando el barrido de la inyección.

**Figura 20. Comportamiento del índice de vaciamiento del campo Tello**



#### 5.2.4 Gráfico de comparación antes- después (ABC)

Este método es muy práctico y fácil de aplicar para detectar cambios significativos en la producción de un pozo en un periodo de tiempo determinado. Se recomienda analizar estos cambios en periodos cortos de tiempo, en el análisis realizado al campo Tello se tomó un intervalo de 3 meses. Para aplicar este método de monitoreo al campo Tello se parte de los datos de producción de petróleo y agua de los pozos a dos diferentes fechas. Se utilizaron los datos de producción de todos los pozos a la misma fecha.

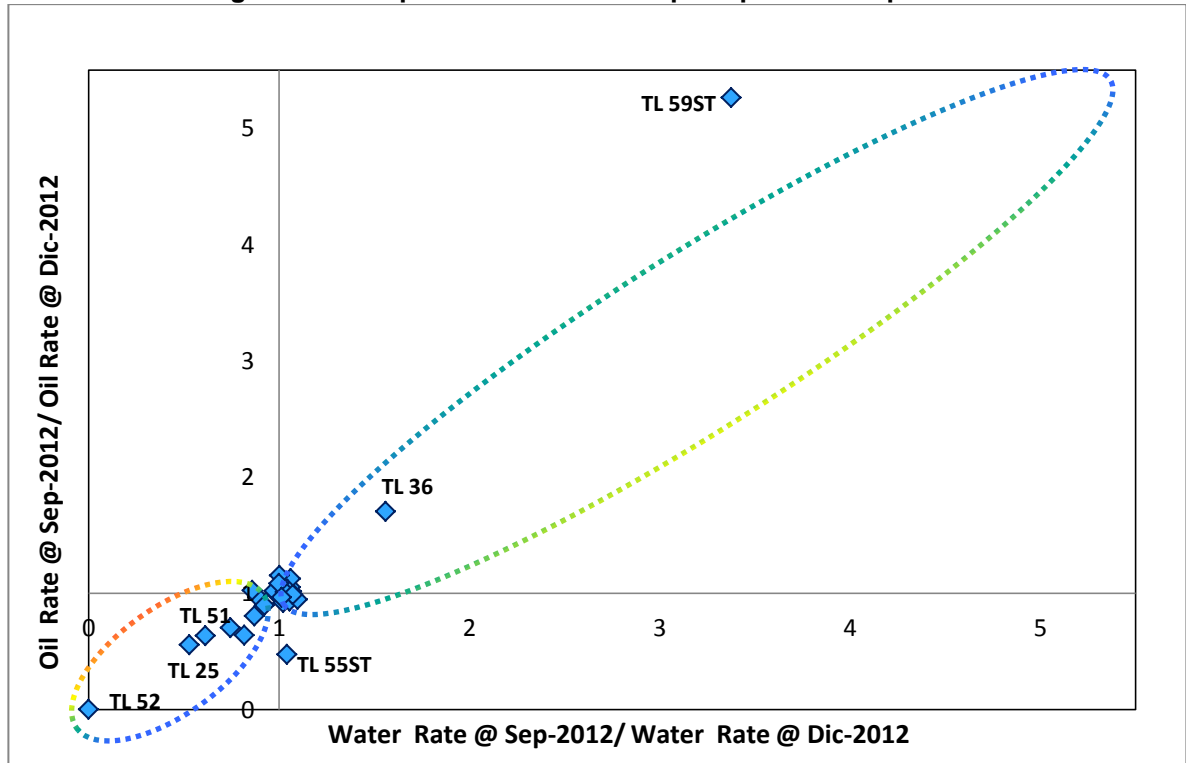
En la figura 21 se puede apreciar que la mayoría de los pozos mantuvieron una producción estable durante el periodo de tiempo evaluado. Los pozos TL-59ST y



TL-36 tuvieron un incremento considerable en la tasa total de líquido, esto puede deberse al efecto de la inyección de agua en la zona.

El pozo TL-55ST presentó un aumento en el corte de agua, si se sigue presentando este incremento por fuera de la tendencia general, se deben investigar las razones y determinar si posiblemente se presenta una canalización.

**Figura 21. Comparación Antes – Después para el campo Tello**

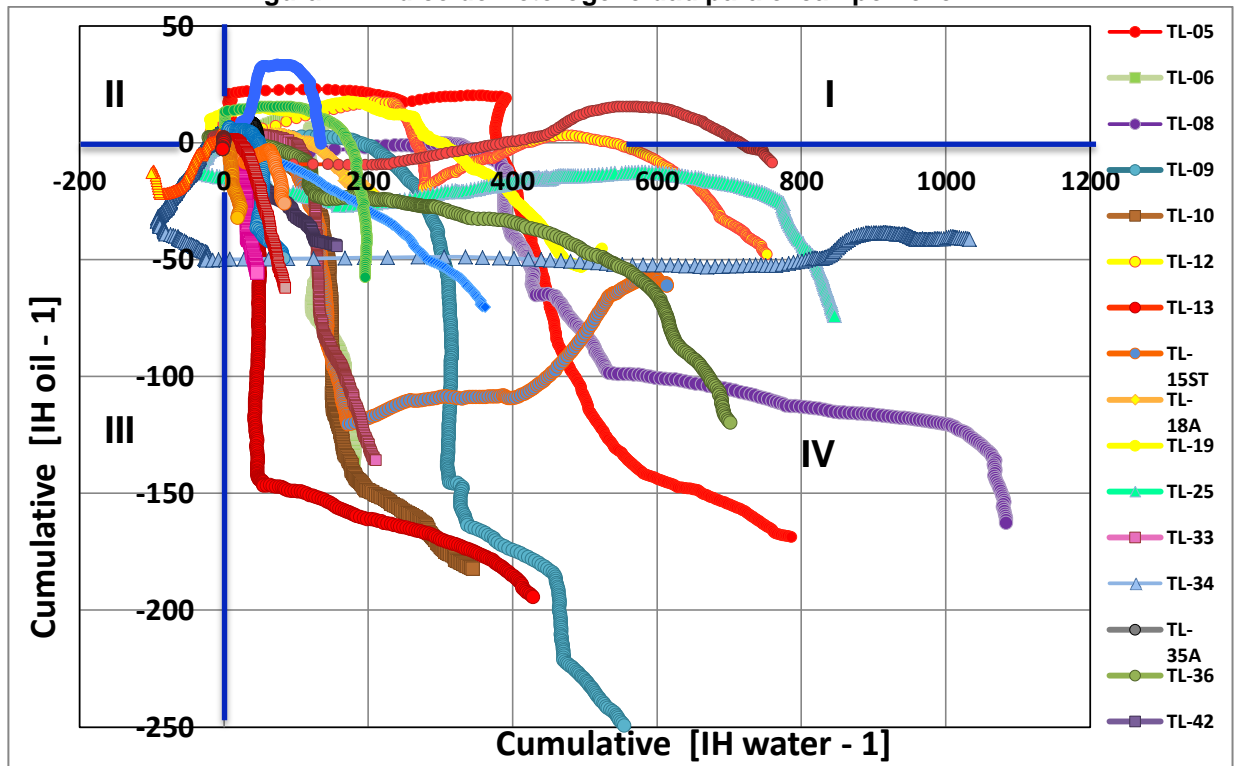


Se debe prestar mayor atención a los pozos TL-25, 51 y 52, ya que en el periodo evaluado hubo una reducción significativa en la tasa total de producción de líquido. El pozo TL-52 no estuvo en producción durante el mes de diciembre. Se debe realizar un estudio más a fondo a los otros pozos para determinar que fenómeno está ocasionando la disminución de la producción (falla en el sistema de levantamiento, daño en la formación, etc.) y de igual manera debe evaluarse la posibilidad de considerar estos pozos como candidatos para un tratamiento que estimule el incremento de la producción.

### 5.2.5 Índice de Heterogeneidad – Cross Hair Plot

Esta técnica se aplica al campo Tello con el objetivo de monitorear y comparar la producción individual de los pozos pertenecientes al campo con el paso del tiempo. Para realizar el Cross Hair Plot se utilizaron los datos de la tasa de producción acumulada de petróleo y agua de cada pozo. Se evalúa el índice de heterogeneidad acumulado ya que permite evaluar mejor el comportamiento de manera individual que ha tenido cada pozo en el transcurso del periodo de producción.

Figura 22. Índice de Heterogeneidad para el campo Tello



Dependiendo de la ubicación de los pozos en los cuadrantes del gráfico se puede categorizar el desempeño de éstos; como se puede observar en la figura 22, la mayoría de los pozos se ubican en el cuadrante IV, indicando una alta producción de agua y bajo rendimiento en la producción de aceite. Estos pozos deben someterse a una evaluación para identificar oportunidades de mejora y estrategias que permitan incrementar la producción de aceite.

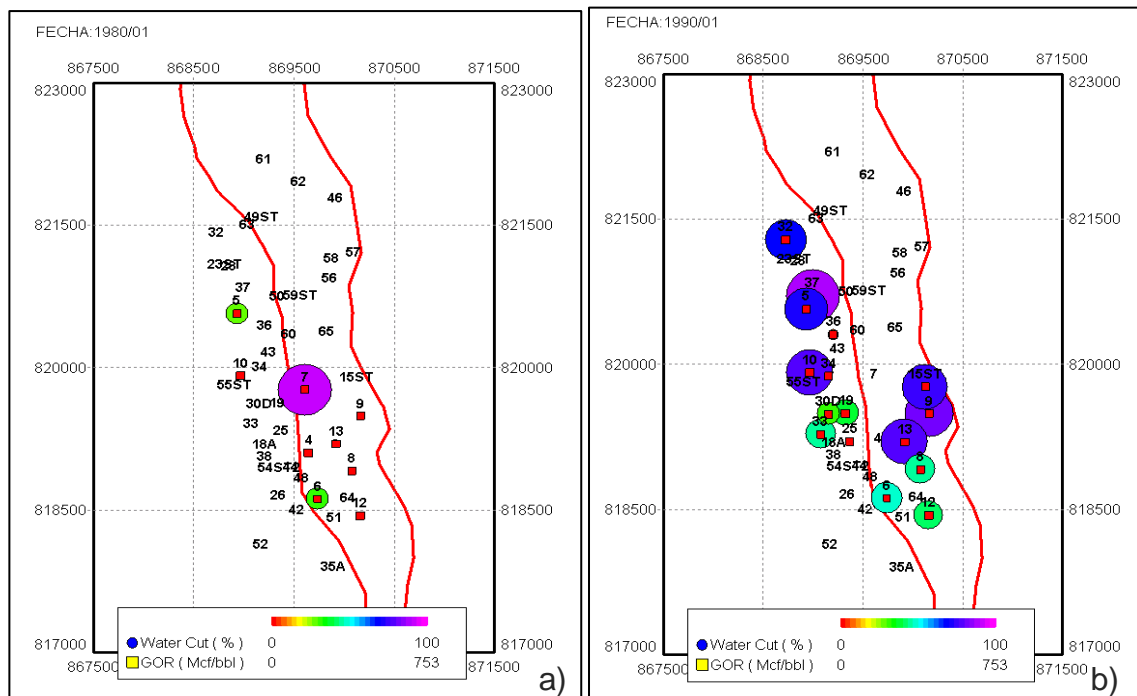
La gráfica permite ver pozos que iniciaron con una alta productividad, pero que tuvieron un cambio en su producción, evidenciándose un aumento considerable en

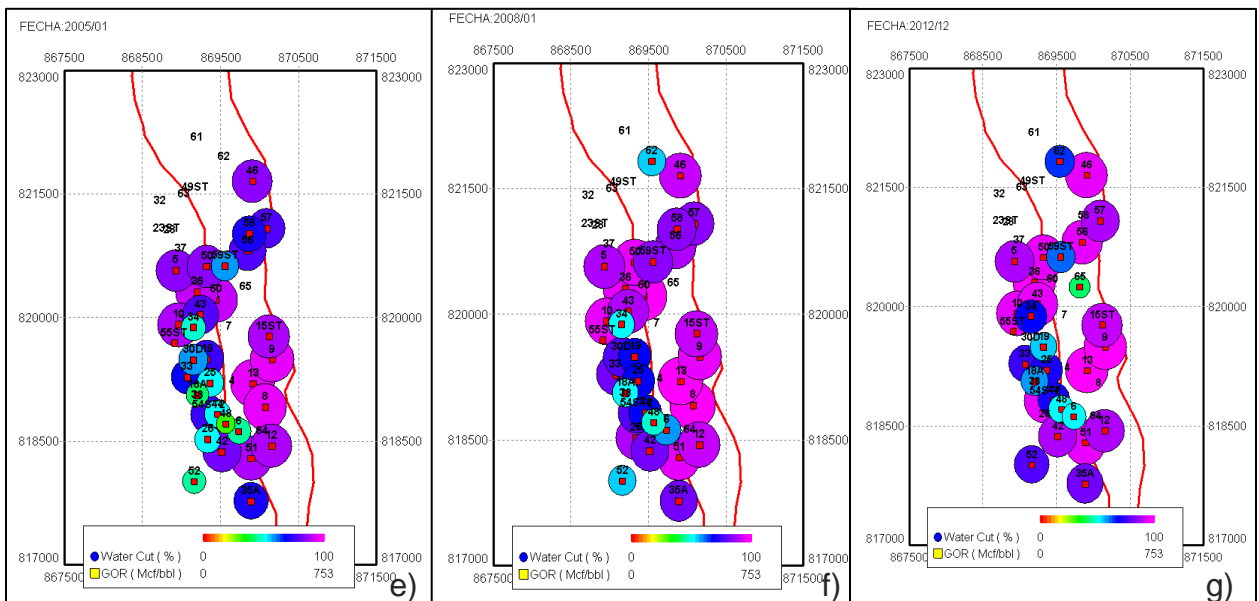
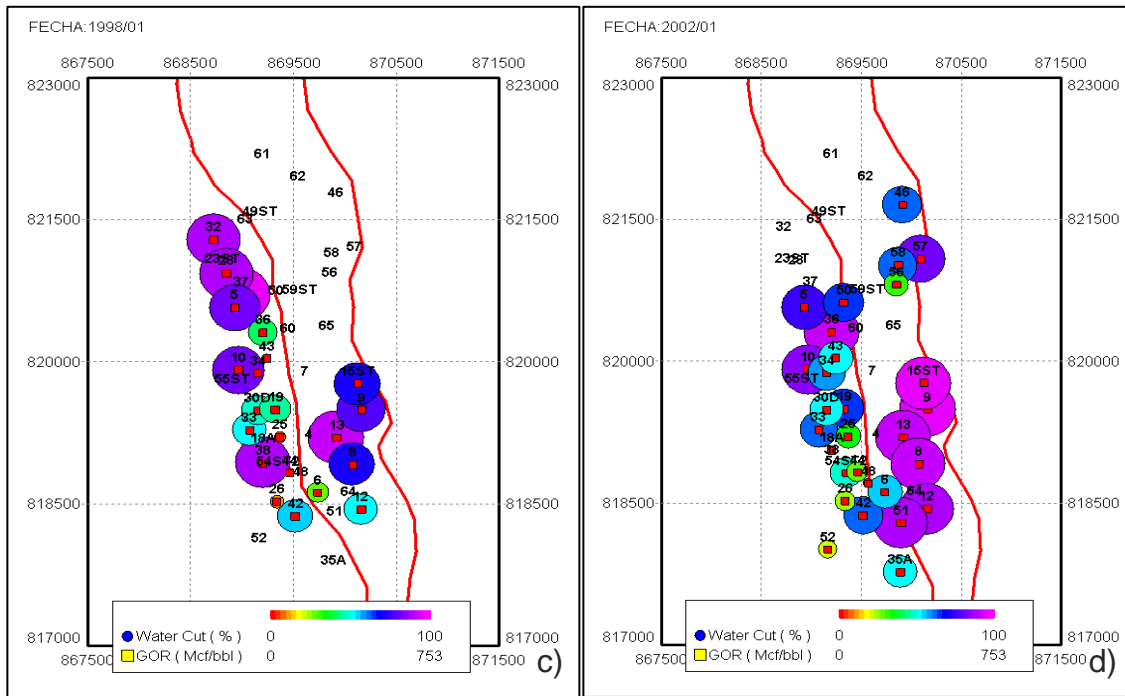
la producción de agua, principalmente debido al efecto de la inyección de agua. Este comportamiento se puede apreciar con el cambio rápido del cuadrante I al IV, como ocurre con los pozos TL-05, 12, 19, 43, 46, 50, 57 y 65.

El pozo TL-34 inició con una producción que lo ubicó en el cuadrante III, esto quiere decir que era de bajo rendimiento, con poca producción de aceite y agua, pero que con el tiempo pasó al cuadrante IV, debido al aumento en su producción de agua, resultado de la inyección de ésta. Este pozo sería un buen candidato para el diseño de un trabajo de control de agua. De igual manera, el pozo TL-55ST inició con bajo rendimiento en su producción, pero con el paso del tiempo ha presentado un buen desempeño, en la tendencia observada en la gráfica se puede apreciar que su comportamiento lo dirige hacia el cuadrante II.

### 5.2.6 Mapa de GOR – Corte de agua

Figura 23. Corte de Agua y GOR del campo Tello





El seguimiento del corte de agua y el GOR en el campo permite pronosticar la producción de agua y gas de los pozos. De igual manera, es muy útil para establecer oportunidades de mejora ya sea identificando pozos con elevado corte de agua, o pozos con alto GOR y un corte de agua por debajo de lo esperado, lo cual indica pobre mantenimiento de presión en la zona y la posible necesidad de incorporar un nuevo pozo inyector.

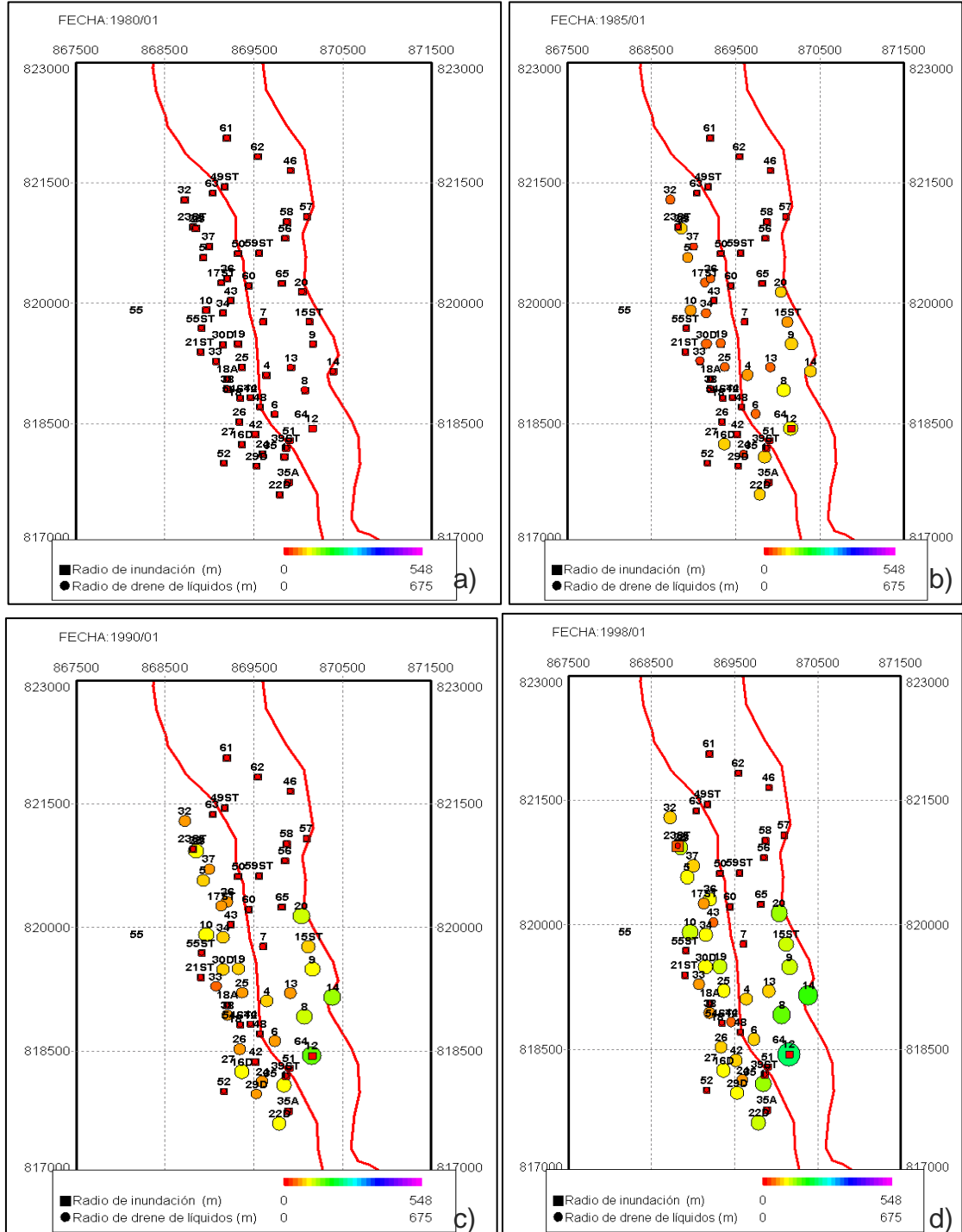
Por medio de la figura 23 (a,b,c,d,e,f,g), es posible monitorear el comportamiento que han tenido el GOR y el corte de agua través del tiempo, evidenciando el incremento continuo de este último, especialmente después del año de 1997, cuando inicia la inyección de agua en el campo y se observa el efecto de ésta sobre la producción de los pozos que son influenciados a partir de esta fecha. También es posible observar que algunos pozos que alcanzaron un corte de agua superior al 95%, a la fecha corresponden a pozos inyectores, como lo son los pozos TL-07, 28 y 32.

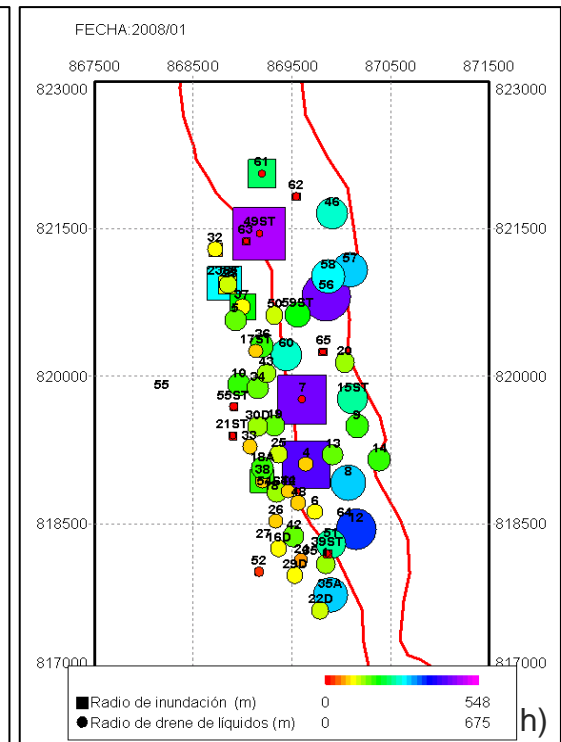
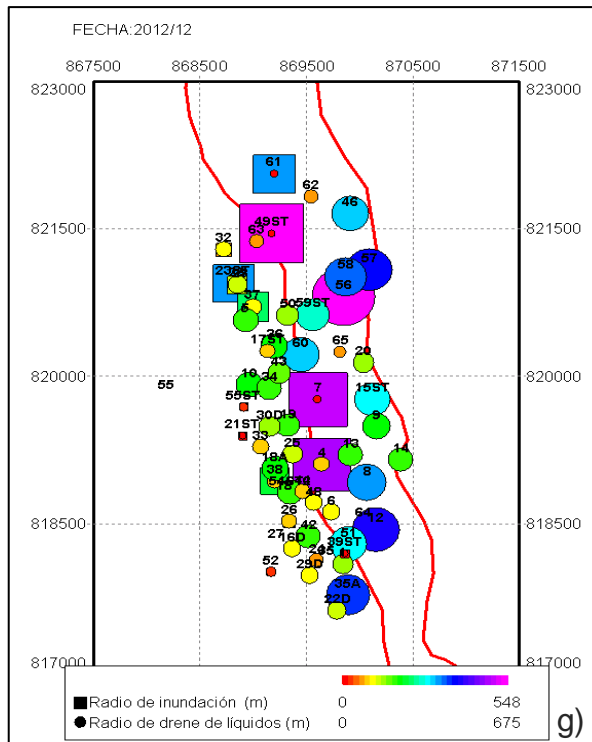
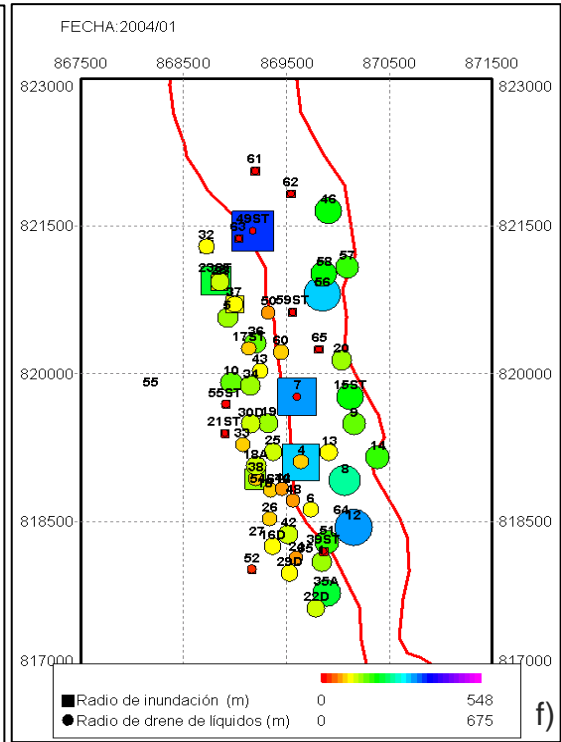
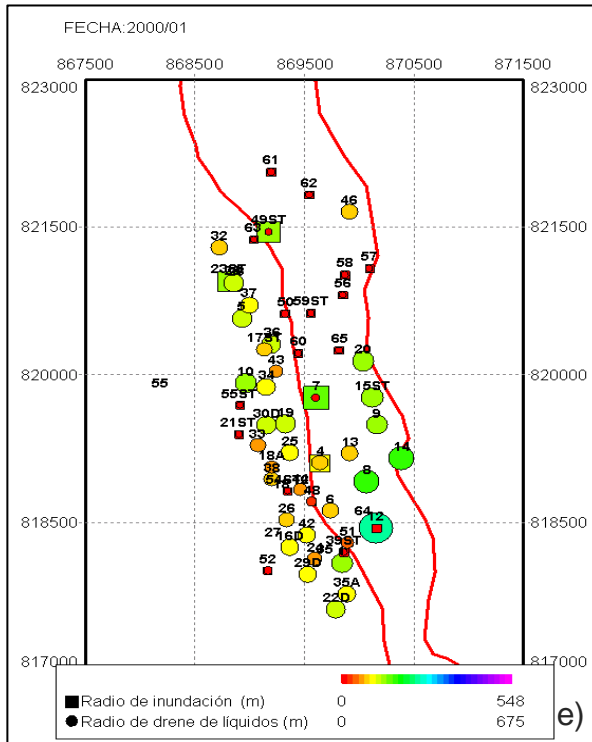
### **5.2.7 Radio de drene e inundación**

Se aplicó esta técnica de monitoreo general del campo con el fin de identificar cual ha sido el avance aproximado de los frentes de inundación de los pozos inyectores y de drenaje de los pozos productores. Por medio de este mapa de burbuja se puede diferenciar visualmente las áreas que han sido drenadas de las que aún faltan ser afectadas por el arrastre de los frentes de inyección. La evaluación de los radios de drene e inundación permite desarrollar oportunidades de mejora, al detectar zonas posiblemente candidatas para la perforación de pozos, ya sean inyectores o productores.

Es importante tener en cuenta que estos radios son obtenidos a partir de cálculos volumétricos analíticos (ver Cap. 4, Anexo E) y no representan fielmente la realidad del desplazamiento físico de los fluidos desde los pozos y hacia éstos, ya que las condiciones propias del campo, su geometría, así como la presencia de múltiples fallas hacen que el recorrido del flujo no sea como se refleja en el mapa de burbuja de la figura 24 (a,b,c,d,e,f,g,h). También se debe aclarar que aunque se observen algunos radios interceptados de pozos cercanos, esto no significa que realmente existan interferencias entre estos pozos colindantes.

Figura 24. Mapa de radios de drenaje e inundación del campo Tello





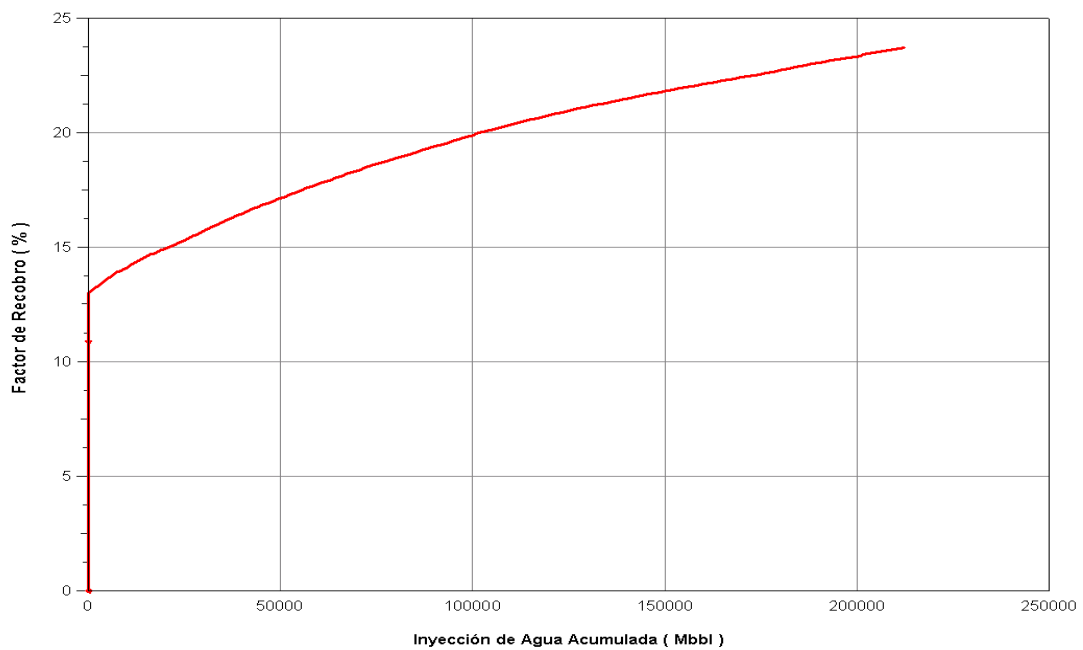
En la figura 24(a,b,c,d,e,f,g,h), se registra el avance a través del tiempo de los radios de drene e inundación de los pozos del campo Tello, evidenciando que los radios de drene de mayor tamaño corresponden a los pozos TL-46, 08, 35A, 12, 57 y 56 (en orden de menor a mayor radio de drene). Todos estos pozos presentan una alta producción de fluidos y la mayoría de éstos se encuentran ubicados en la lámina A, que por sus características petrofísicas responden de manera efectiva a la inyección de agua en esta área, dada por los pozos inyectoros TL-49ST y TL-61 en el domo norte y los pozos TL-04 y TL-07 en el domo sur de la lámina productora.

Se identifica un área posible candidata a la perforación de un pozo productor en el domo norte de la lámina A, en la zona aledaña al pozo productor TL-59ST e influenciada por el pozo inyector TL-49ST.

### 5.2.8 Relación entre el Volumen de agua inyectado y el Factor de recobro

Uno de los principales objetivos de la inyección de agua es el de mantener o mejorar la producción y por lo tanto el factor de recobro de aceite en el campo, dada esta razón, es considerado analizar la relación entre las dos variables, además de establecer si esta relación volumen inyectado/recobro obtenido es económicamente sostenible.

**Figura 25. Inyección de agua acumulada vs Factor de recobro del campo Tello**

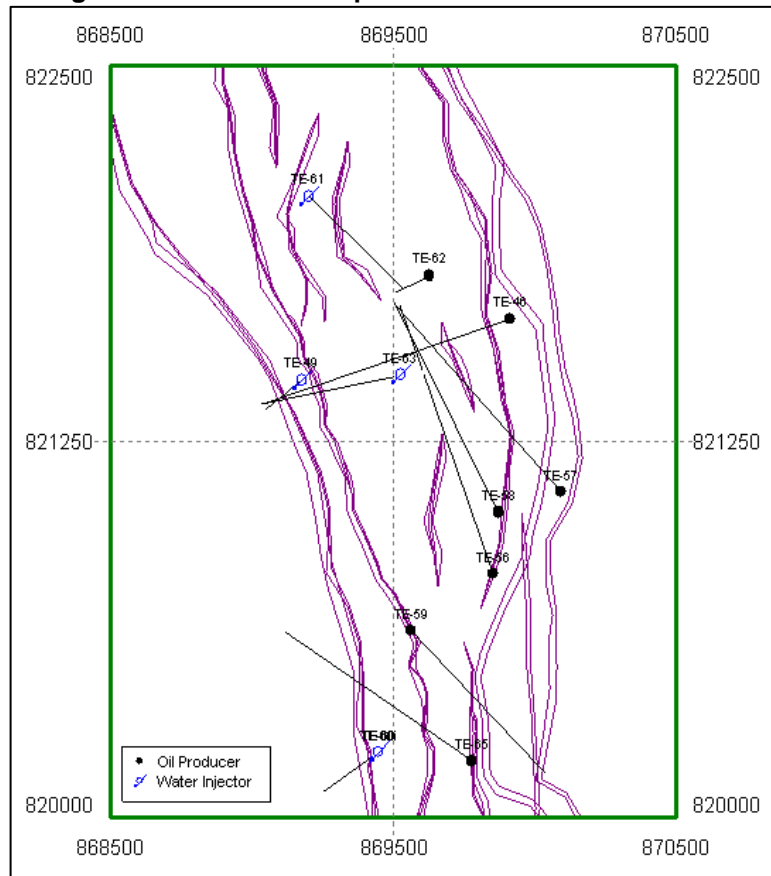




Observando la figura 25, a la fecha de evaluación el volumen total inyectado acumulado es de aproximadamente 212500 Mbbl, obteniendo un factor de recobro del campo del 23% y evidenciando que gracias a la inyección de agua el factor de recobro aumento un 10%.

### 5.3 ANÁLISIS A NIVEL DE BLOQUE – PATRÓN

Figura 26. Ubicación de pozos en lámina A Domo Norte



En el campo Tello no existen patrones geométricos definidos, por lo cual se define a un bloque o patrón, por la influencia que tienen los pozos inyectores sobre los pozos productores.

Como se mencionó en el capítulo 4, el yacimiento del campo Tello está segmentado en cinco láminas estructurales (A, B, C, D y E) separadas por fallas de cabalgamiento; la lámina A, es la de mayor extensión, con menos deformaciones estructurales y la que genera mayor producción de hidrocarburos. Debido a las anteriores razones ésta es considerada la lámina principal del campo

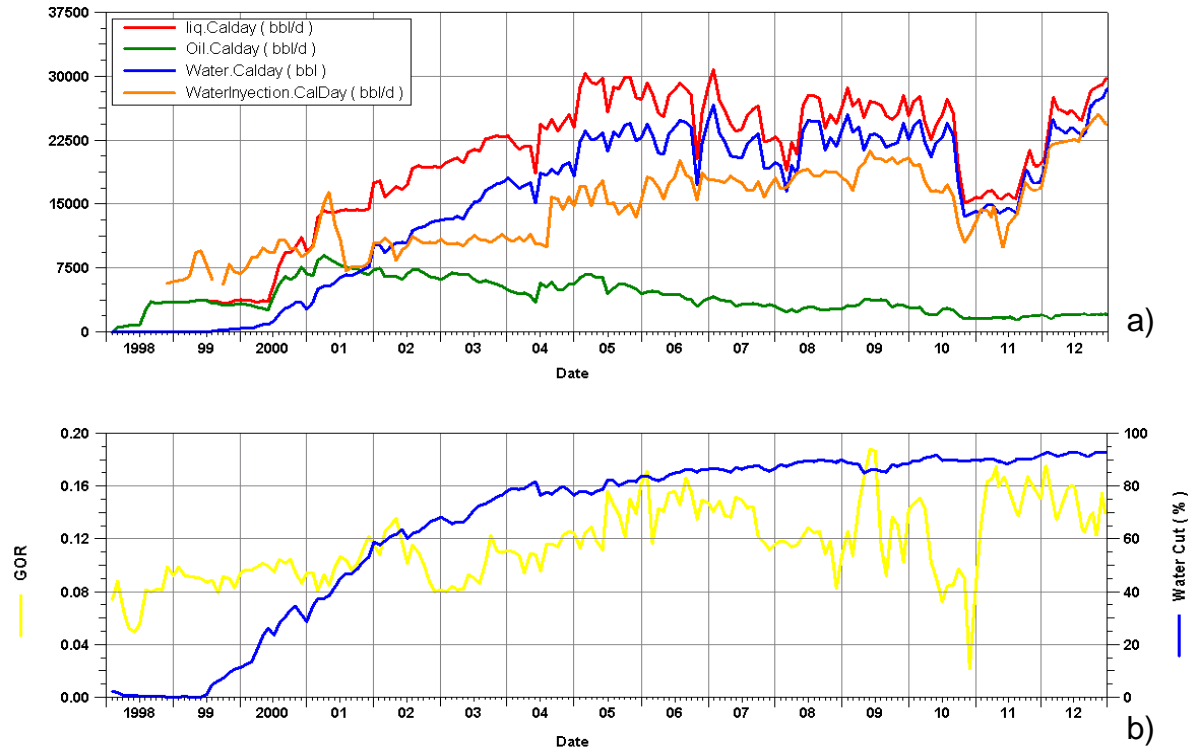
y por lo tanto en el estudio presentado en este documento se decide realizar la evaluación de la lámina A Domo Norte.

En la figura 26, se puede observar la influencia de los pozos inyectoros TL-49ST, 60 y 61 sobre los pozos productores TL-46, 56, 57, 59ST, 62 y 65. El pozo TL-63 fue convertido a inyector en noviembre de 2012, sin embargo a partir de diciembre fue detenida la inyección, por tanto no se tiene en cuenta en la evaluación presentada en este informe.

### 5.3.1 Curvas de Producción

Inicialmente, la producción de fluidos en la lámina A domo norte estaba dada únicamente por el pozo TL- 46, que inició su producción en febrero del año 1998; fue hasta diciembre de este mismo año que se inició la inyección de agua con el pozo TL -49ST.

**Figura 27. Producción de fluidos, Inyección de agua, GOR y Corte de agua de la lámina A Domo Norte**



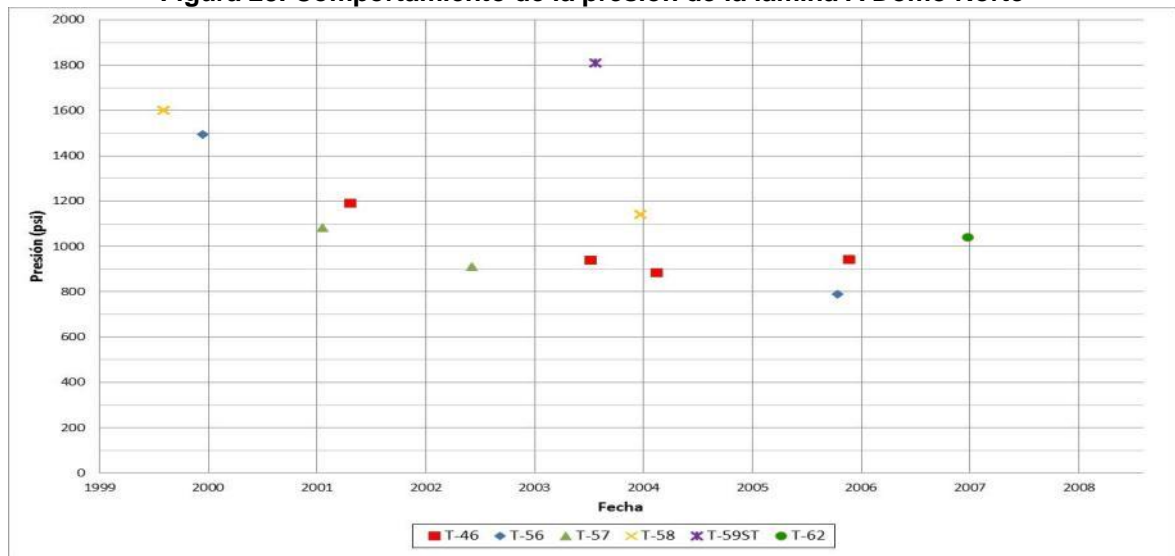
Observando la figura 27 (a ó b), se puede apreciar claramente la influencia de la inyección de agua sobre la producción de fluidos en la lámina, debido a la buena

respuesta generada por los pozos productores debido a sus características petrofísicas.

### 5.3.2 Comportamiento de presión

Se cuentan con pocos registros de presión para los pozos pertenecientes a la lámina en estudio, con la información disponible se puede observar la disminución de la presión del yacimiento con el paso del tiempo (figura 28), especialmente entre el año 2000 y 2002, periodo en que pasó de tener aproximadamente 1500 psi a 1000 psi, probablemente debido a la perforación y puesta en producción del pozo Tello 60 a finales del año 2002. A partir de esta fecha, la presión del sector se ha mantenido entre 900 y 1000 psi, valores por encima del punto de burbuja del yacimiento.

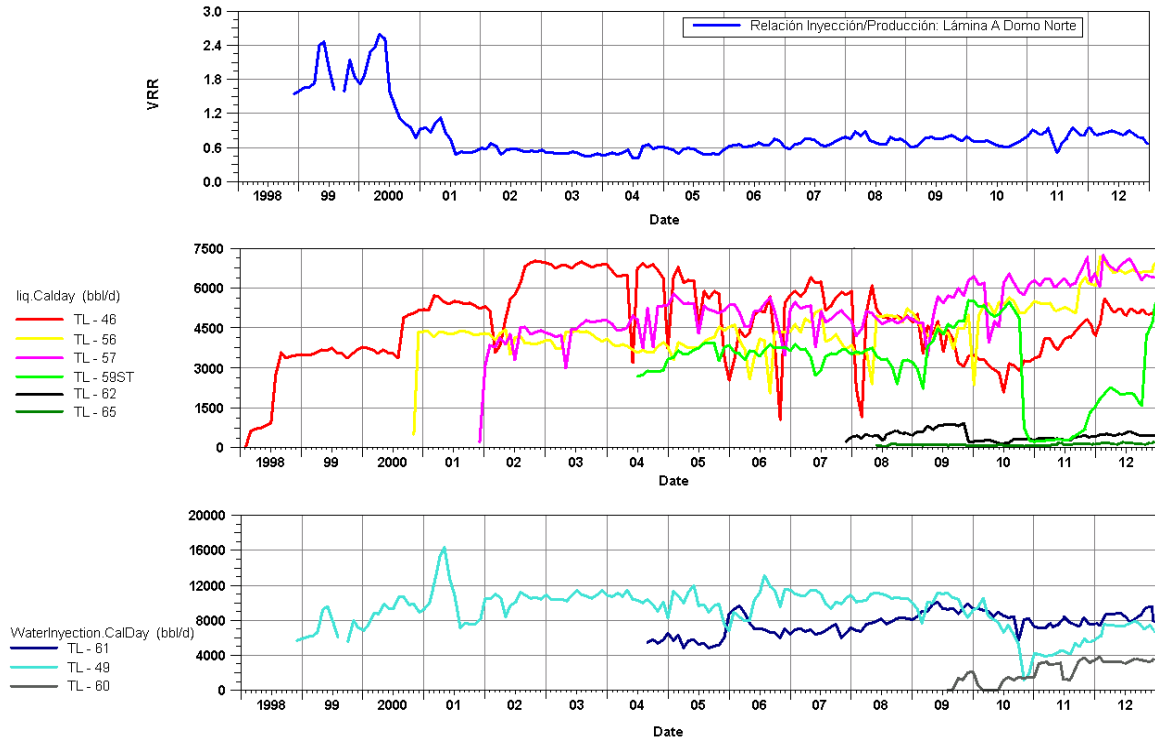
Figura 28. Comportamiento de la presión de la lámina A Domo Norte



No se cuentan con más registros de presión hasta la fecha, por lo que la información plasmada corresponde hasta el año 2008.

### 5.3.3 Índice de Vaciamiento – VRR

Figura 29. Índice de vaciamiento, Producción de líquidos e inyección de agua de la Lámina A Domo Norte

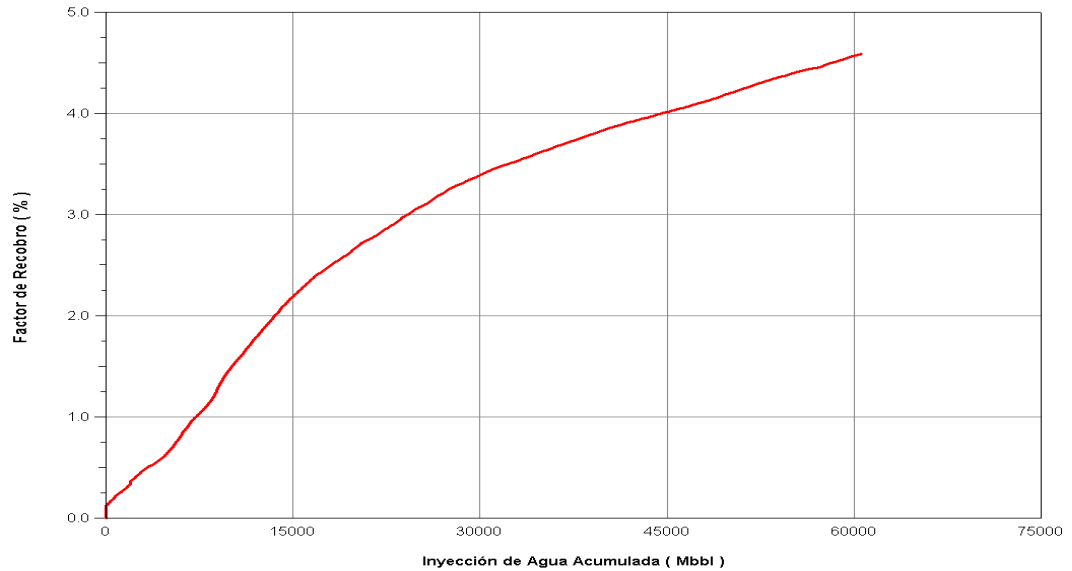


Como se mencionó anteriormente, la producción inicialmente de la lámina A Domo Norte fue debida al pozo productor Tello 46 y el pozo inyector Tello 49, los cuales comenzaron su actividad a partir del año 1998. Desde esa fecha y hasta finales del año 2000, el VRR fue superior a 1.0, es decir que el fluido producido es mayor al fluido inyectado, esto debido a la presencia de un solo pozo productor como se mencionó primeramente. Hacia el segundo semestre del año 2000, con la perforación y puesta en producción del pozo Tello 56, se observa la disminución significativa del VRR, pasando de un valor de 1.2 en el mes de julio a 0.9 en noviembre del mismo año, debido al desbalance generado en la relación inyección –producción, esta tendencia se ha mantenido y por lo tanto uno de los planes de acción ejecutados para mejorar el índice de vaciamiento, fue la conversión del pozo TL-63 a inyector a finales del año 2012.

### 5.3.4 Relación entre el Volumen de agua inyectado y el Factor de recobro

Actualmente en la lámina en estudio del campo Tello, se han inyectado más de 70000 Mbbl de agua, obteniendo un factor de recobro a la fecha del 17.8%. Este valor se debe a las excelentes propiedades petrofísicas que posee la lámina A, que hacen que se alcance este porcentaje.

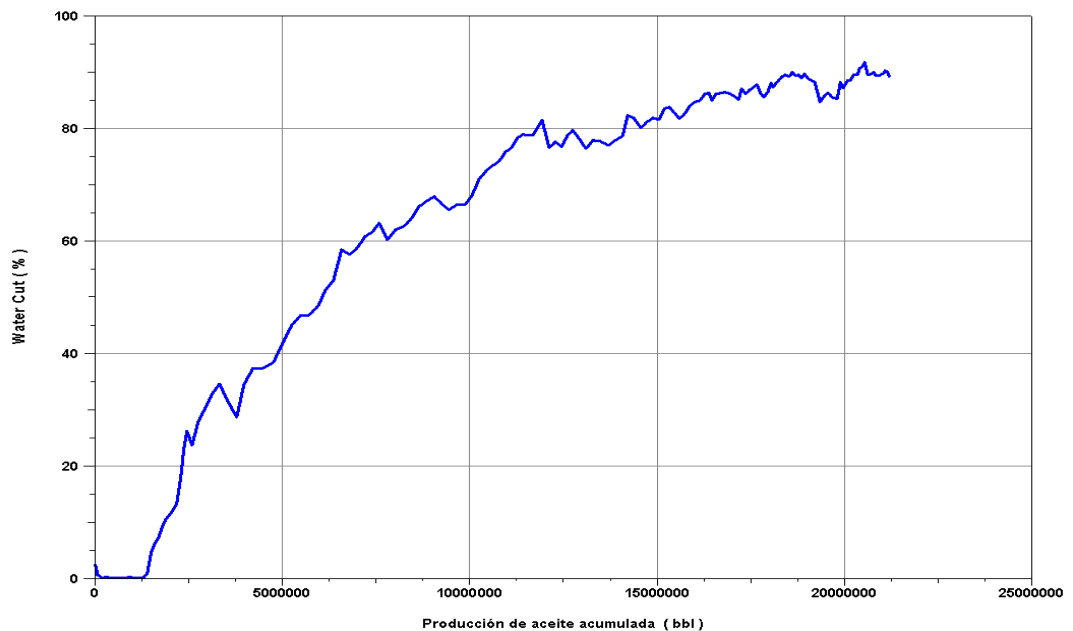
**Figura 30. Volumen de agua inyectada vs. Factor de Recobro de la Lámina A Domo Norte**



### 5.3.5 Relación entre el Corte de agua y el Recobro acumulado

La lámina A domo norte finalizó el año 2012 con un corte de agua del 92.8% y una producción acumulada de aceite superior a los 200000 Mbbbl; el equipo de ingeniería debe evaluar el límite económico de algunos pozos de acuerdo al corte de agua presentado.

**Figura 31. Corte de agua vs. Producción acumulada de aceite de la Lámina A Domo Norte**



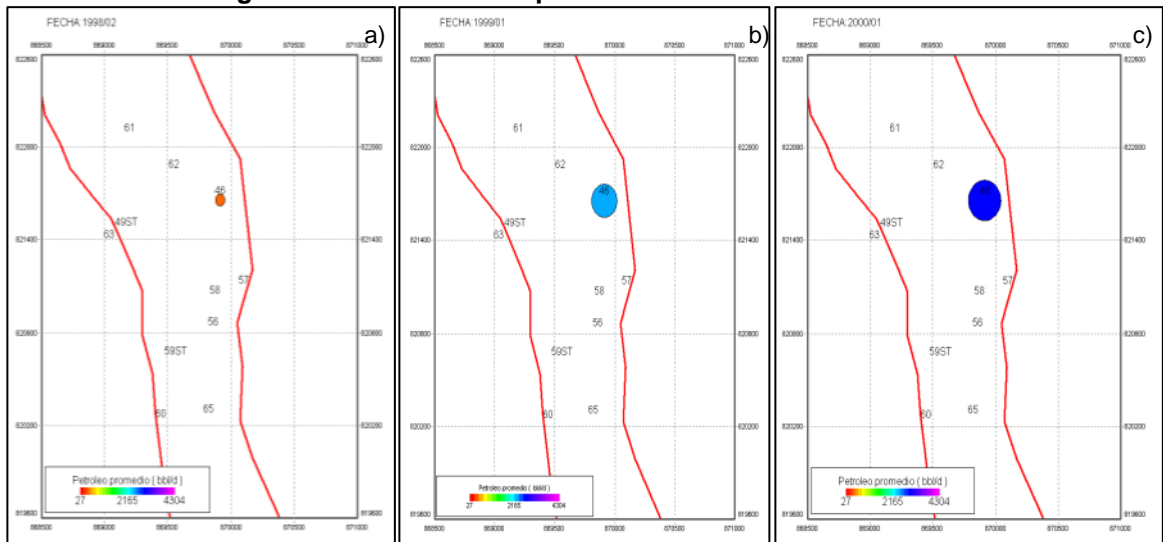
### 5.3.6 Mapas de burbuja

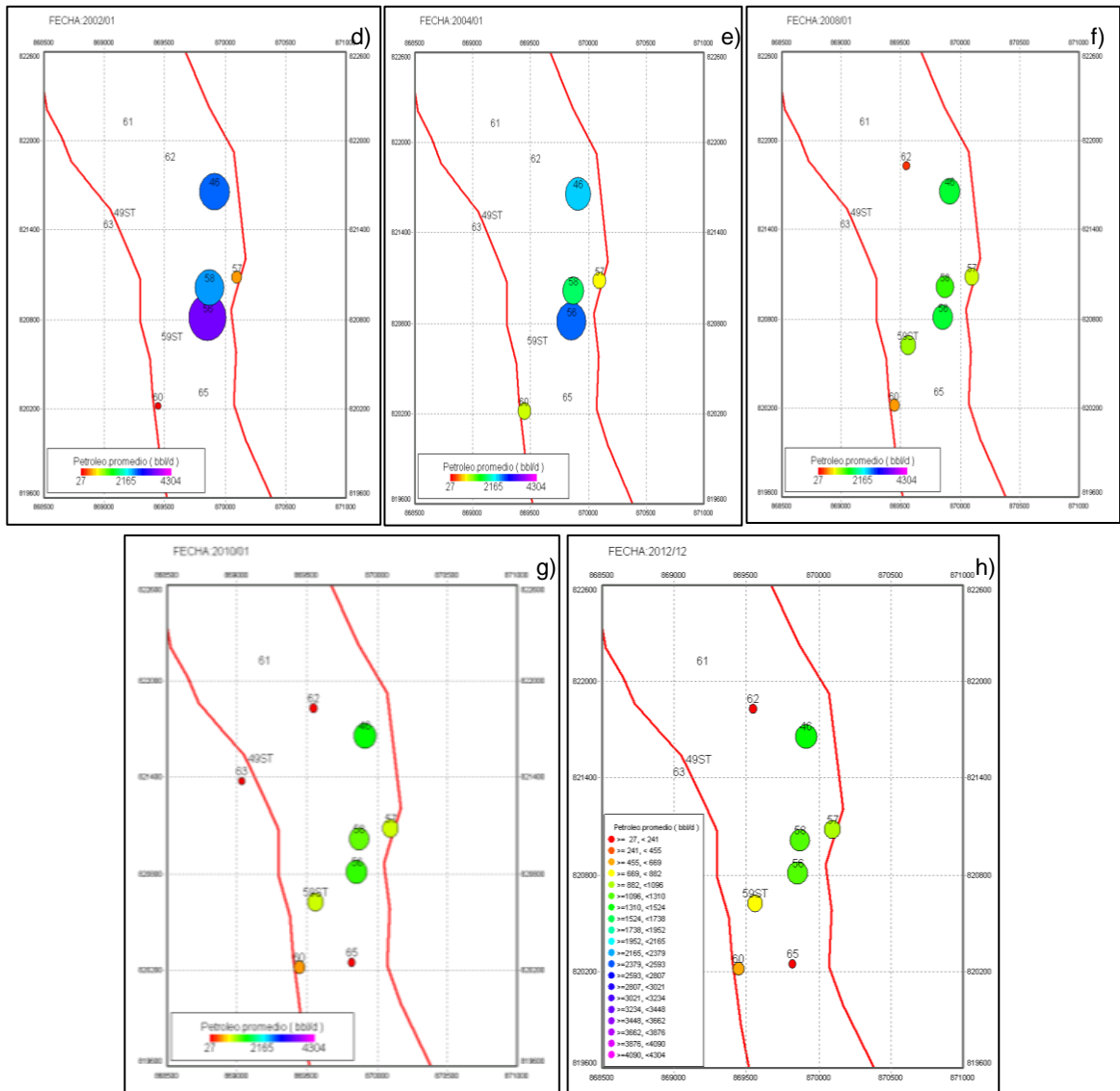
#### 5.3.6.1 Tasa de aceite promedio.

Este mapa de burbuja permite monitorear la producción de aceite promedio a partir de la producción acumulada y los días activos de cada pozo. Dependiendo del tamaño de la burbuja se puede determinar el desempeño individual que tienen los pozos en un periodo dado; el pozo TL- 46 ha tenido un buen desempeño, es el pozo más antiguo del sector y está directamente influenciado por el pozo inyector TL-49ST.

El pozo TL-56 también presenta un buen desempeño, aunque inició su producción cuatro años después que el pozo TL-46. Las pequeñas burbujas corresponden a los pozos TL-62 y TL-65, quienes presentan un bajo desempeño con respecto a los otros pozos y son los más recientes de la zona.

Figura 32. Tasa de aceite promedio de la lámina domo Norte



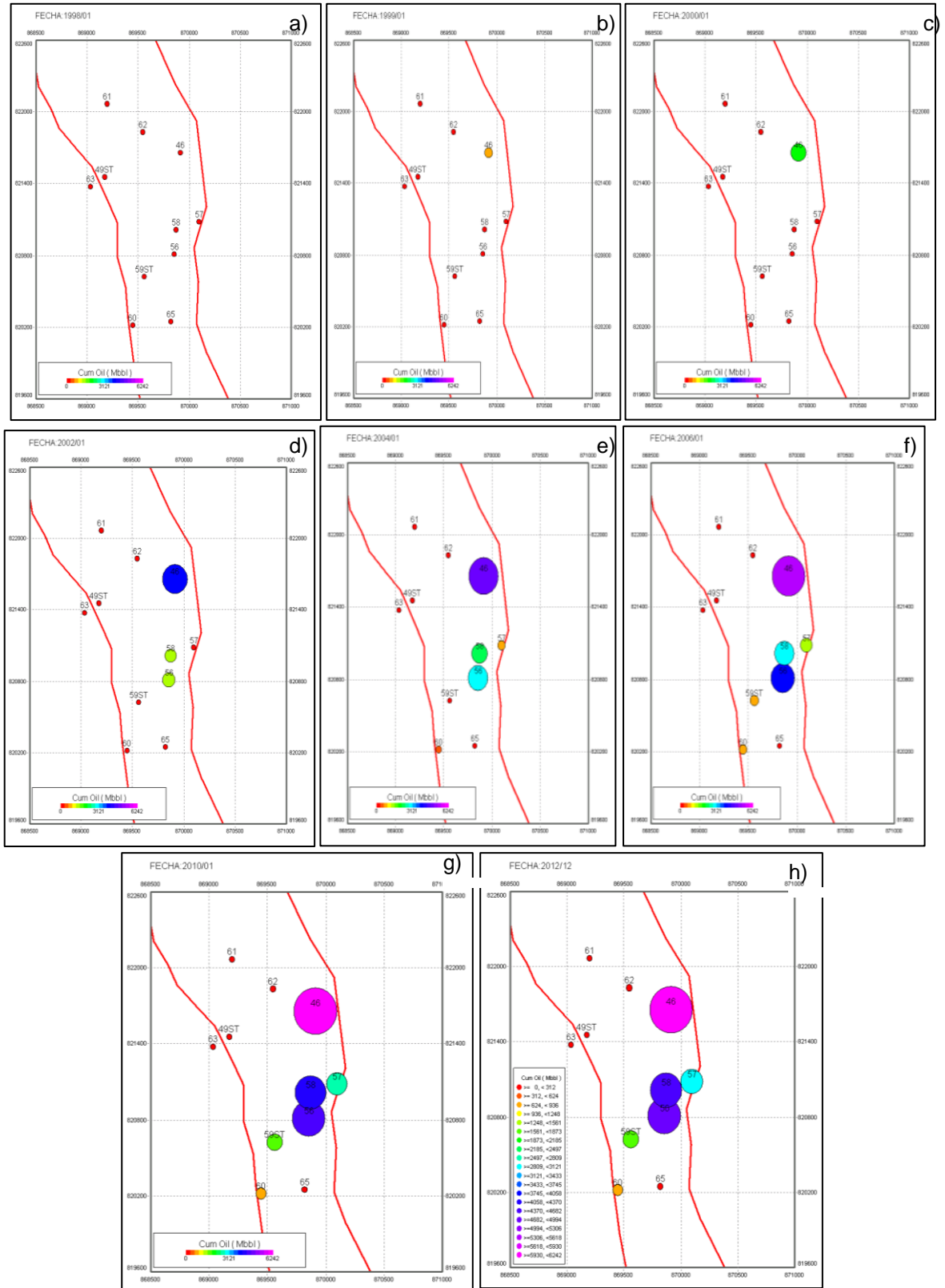


### 5.3.6.2 Tasa de aceite acumulado.

Este es otro método de monitoreo rápido que permite detectar el desempeño que han tenido los pozos en el tiempo y en un sector determinado.

En la figura 33 (a,b,c,d,e,f,g,h), se observa claramente que el pozo TL-46, posee la mayor producción de aceite acumulada, debido principalmente a que es el pozo más antiguo de la zona y la buena respuesta a la inyección del pozo TL- 49ST.

Figura 33. Tasa de aceite acumulado de la lámina A domo Norte





## 5.4 ANÁLISIS A NIVEL DE POZO

En esta sección se llega al último nivel propuesto para el monitoreo del desempeño de la inyección de agua; se analizarán los pozos productores activos (TL-46, 56, 57, 59ST, 62 y 65) e inyectores activos (TL-49ST, 60 y 61) pertenecientes al patrón representado por la lámina A domo norte.

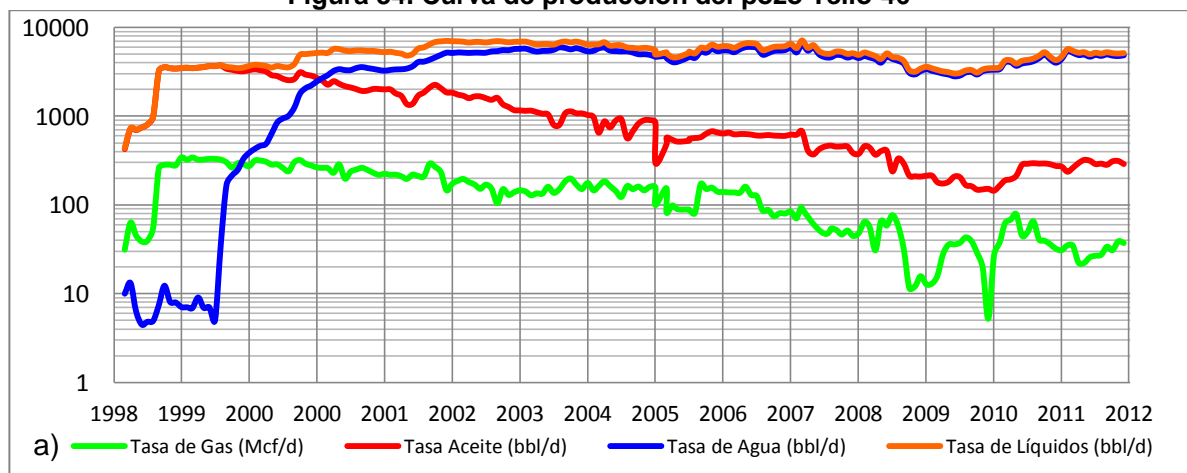
En el análisis a los pozos productores se tendrán en cuenta la historia de producción de fluidos y el gráfico del WOR y su derivada (gráfico Chan); para los pozos inyectores se tendrán en cuenta el gráfico de Hall y la inyectividad de cada pozo.

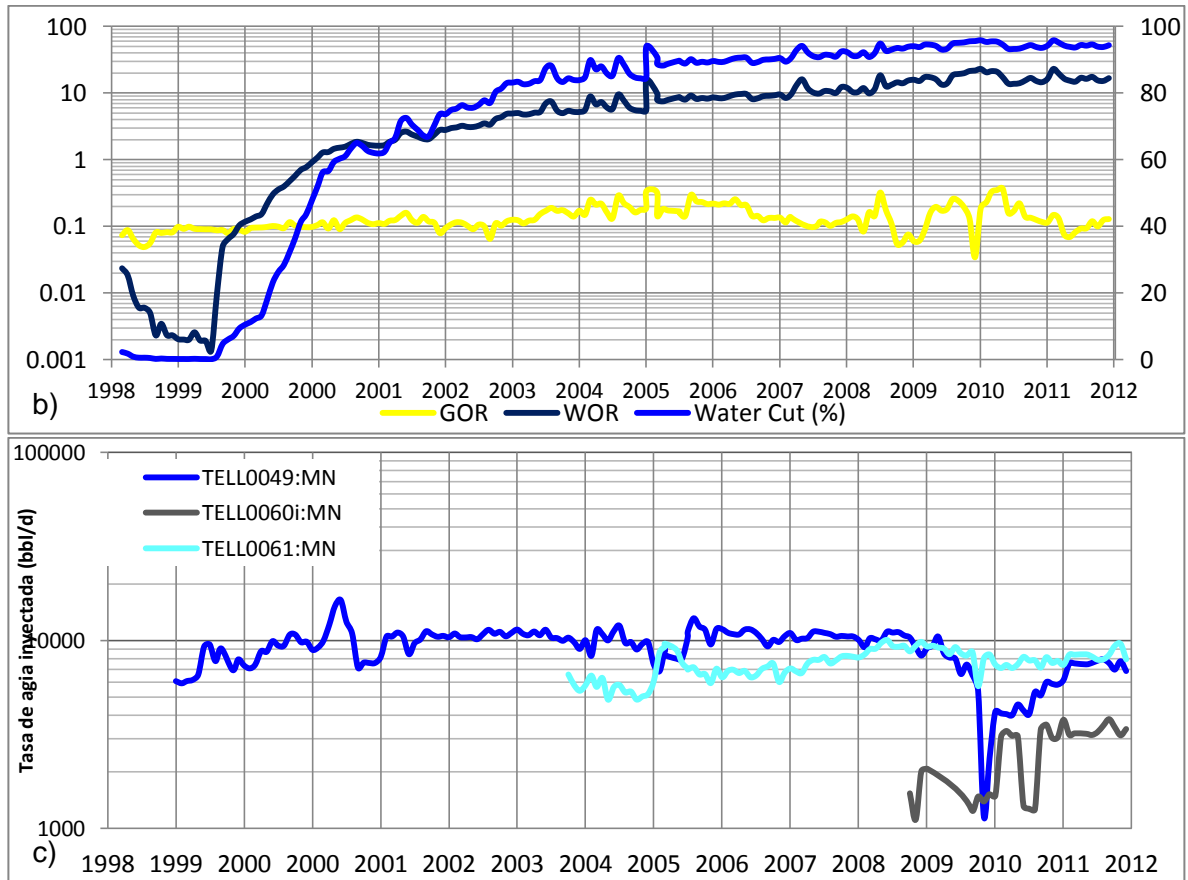
### 5.4.1 Pozos Productores

#### 5.4.1.1 Pozo Tello 46

El pozo TL-46 inició su producción en febrero del año 1998, como se ha mencionado anteriormente, es el pozo más antiguo de la zona en evaluación. Como se aprecia en la figura 34 (a,b,c), la producción de este pozo está directamente influenciada por la inyección del TL- 49ST y también del pozo TL-61. La producción de aceite ha disminuido, mientras que la producción de agua se ha mantenido estable con el paso del tiempo. De igual manera, la relación gas/aceite se ha mantenido estable, mientras que el WOR ha incrementado significativamente debido a la inyección. A la fecha, el corte de agua del pozo se encuentra en 93%.

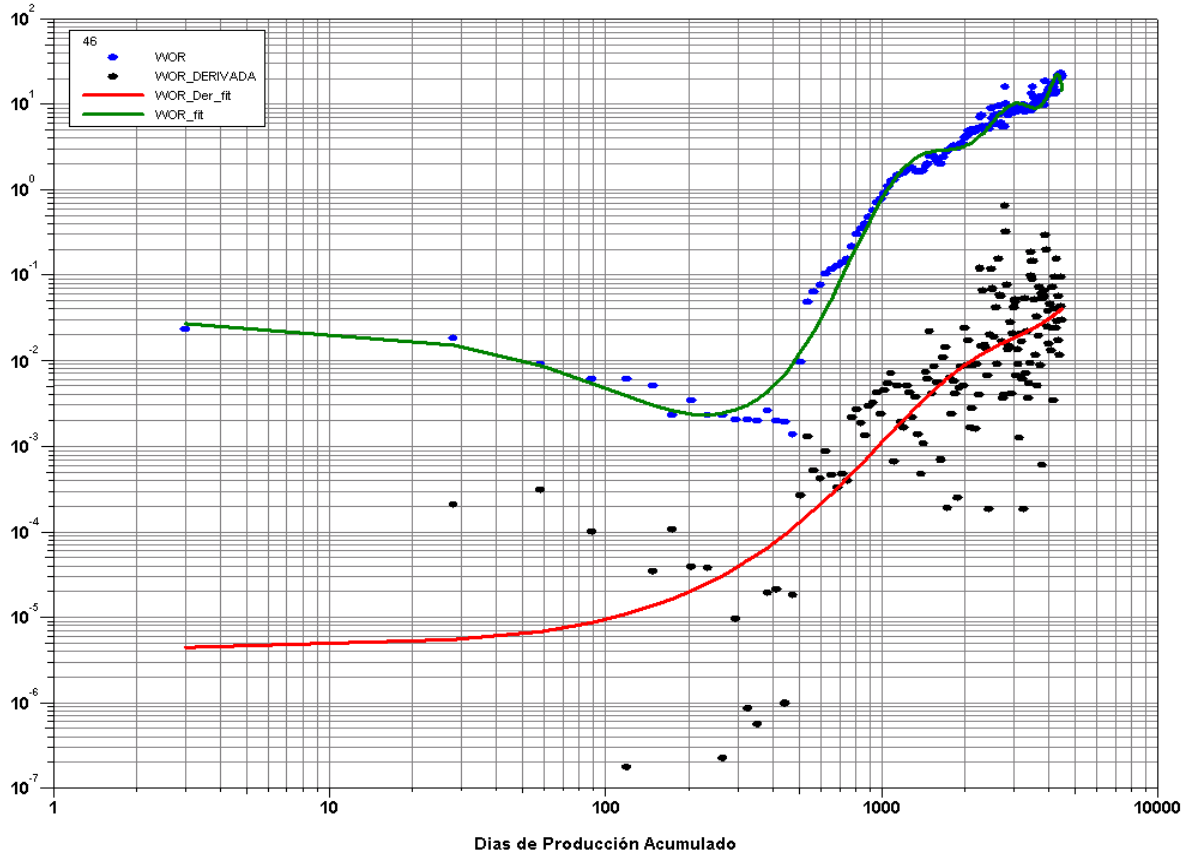
Figura 34. Curva de producción del pozo Tello 46





La figura 35 representa el comportamiento del WOR y su derivada WOR' para el pozo TL- 46. Como se mencionó en el capítulo 4, este gráfico es útil para establecer el mecanismo de flujo de agua en el pozo. En la gráfica se puede apreciar que el WOR inicialmente iba disminuyendo, sin embargo a mediados de 1999 el pozo irrumpió con agua debido a la influencia de la inyección del pozo TL-49ST. A partir de esta fecha hubo un aumento súbito en la producción de agua y una disminución de la producción de aceite, reflejándose en el rápido aumento del WOR y su derivada, indicando una canalización del agua.

Figura 35. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 46

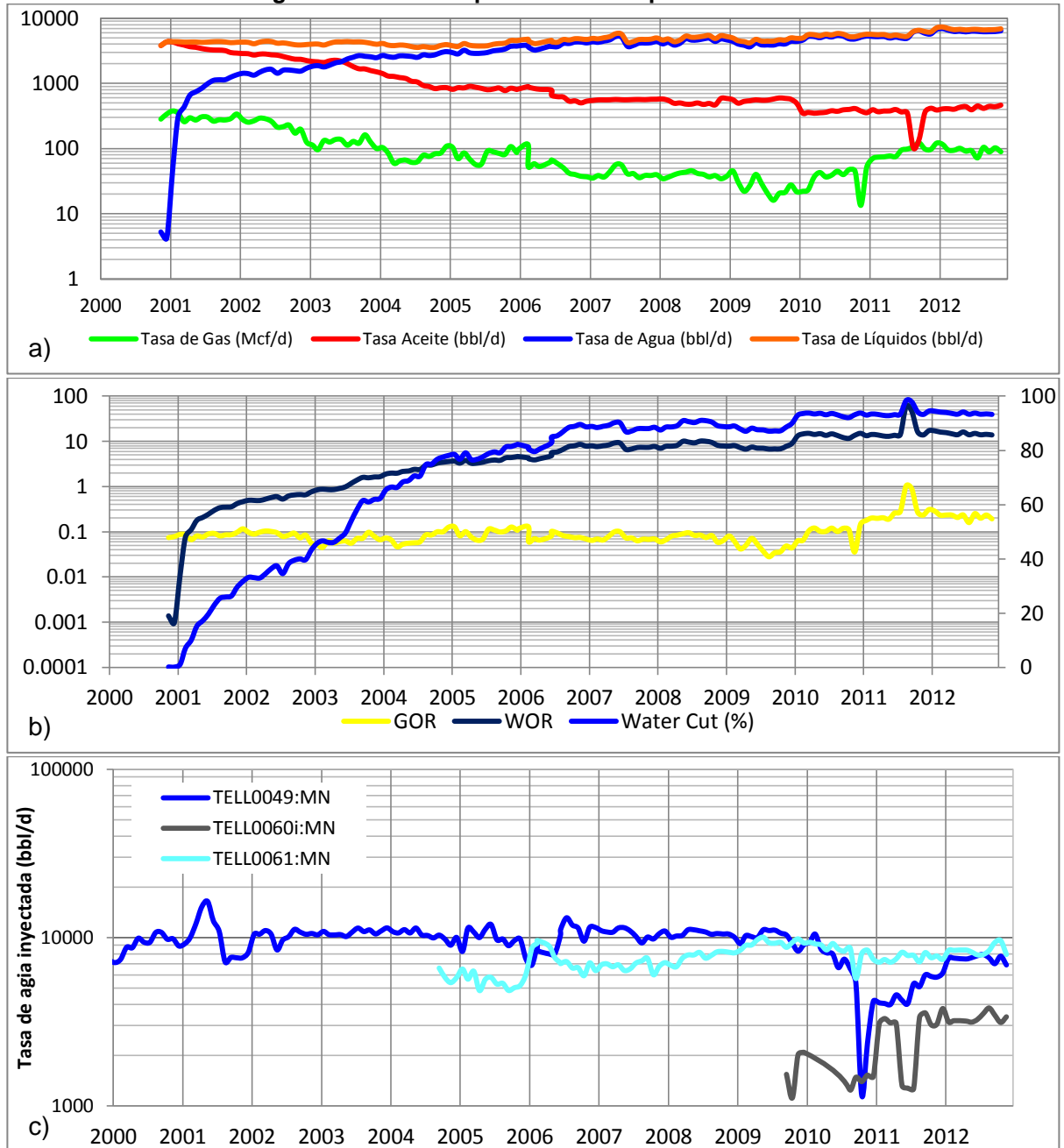


#### 5.4.1.1 Pozo Tello 56

El pozo TL-56 fue puesto en producción a partir de noviembre del año 2000. Este pozo se encuentra influenciado por los pozos inyectores TI - 49ST πy TL- 61. El pozo tuvo una producción inicial de 3800 bopd y actualmente tiene una producción de 460 bopd. El pozo ha cambiado dos veces de unidad de bombeo en los años 2003 y 2004, con un rediseño en la unidad de bombeo electro sumergible en el año 2005.

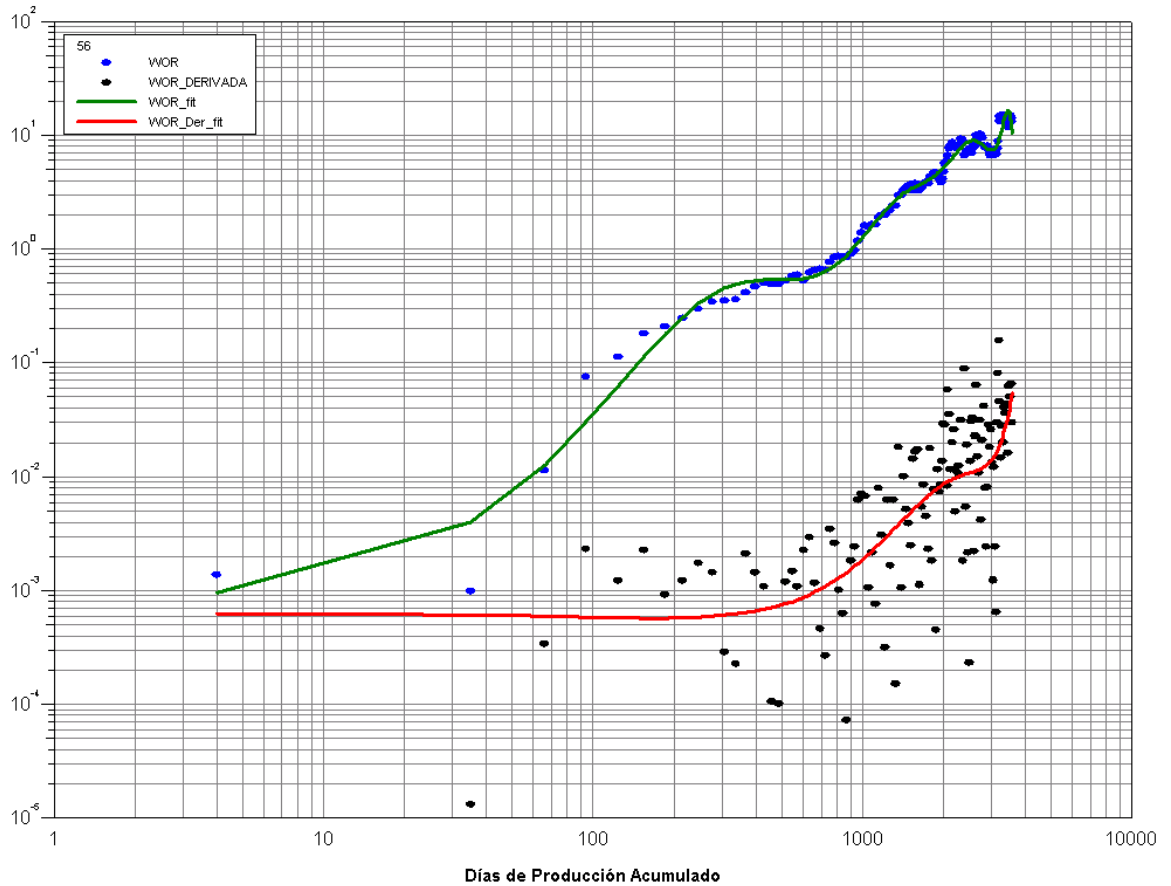
En la figura 36 (a,b,c), se puede apreciar la disminución que ha tenido la producción de aceite desde el inicio de producción del pozo, estabilizándose a partir de que el pozo TL-61 inició su actividad de inyección de agua. La producción de agua ha sido alta y se ha mantenido estable desde el inicio de producción de pozo. El corte de agua ha aumentado considerablemente, llegando a la actualidad al 93%.

Figura 36. Curva de producción del pozo Tello 56



Analizando el gráfico de Chan del pozo TL-56 (figura 37) se puede deducir según el comportamiento del WOR y su derivada, que la producción de agua se da por desplazamiento normal en el yacimiento.

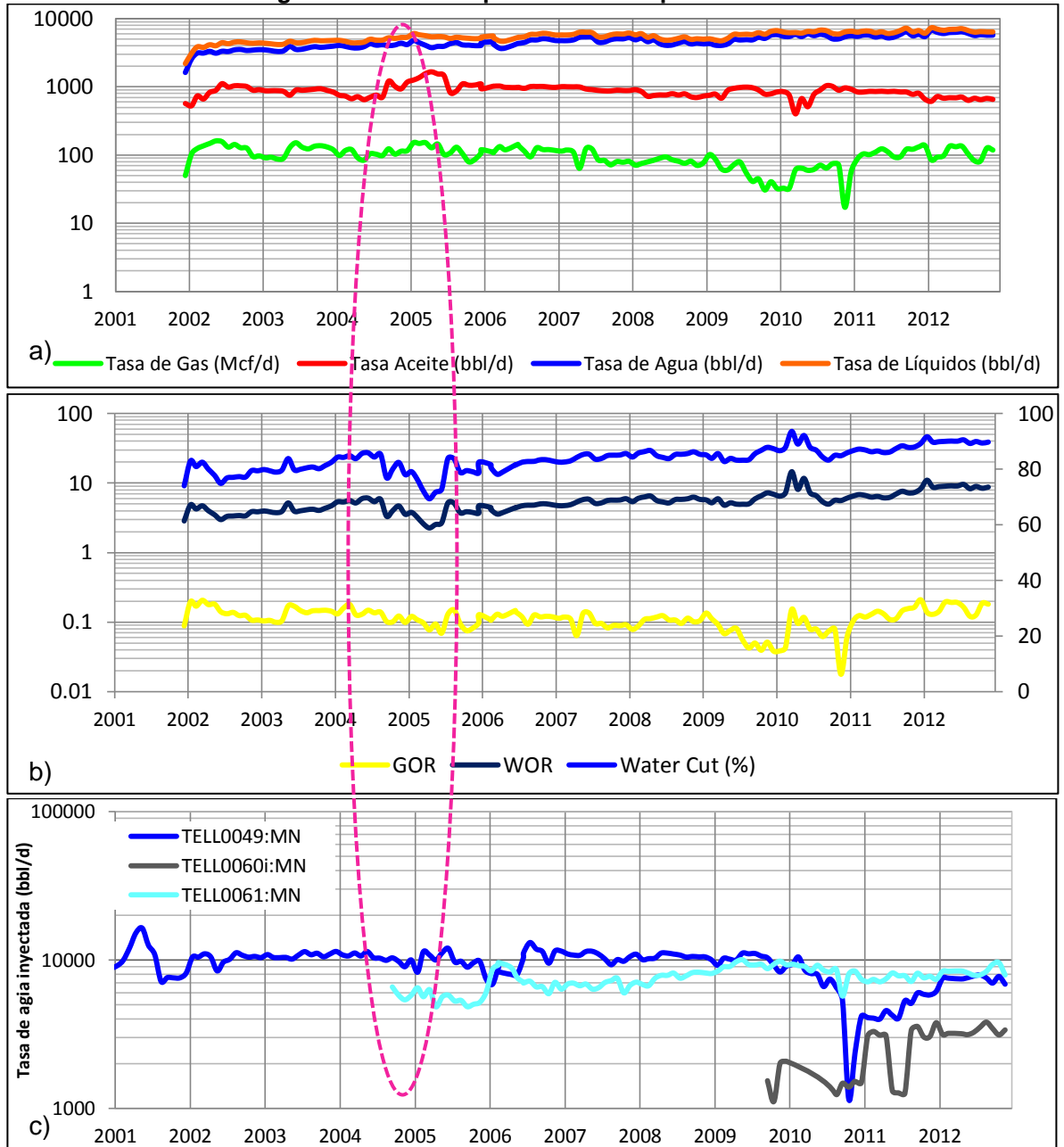
Figura 37. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 56



#### 5.4.1.2 Pozo Tello 57

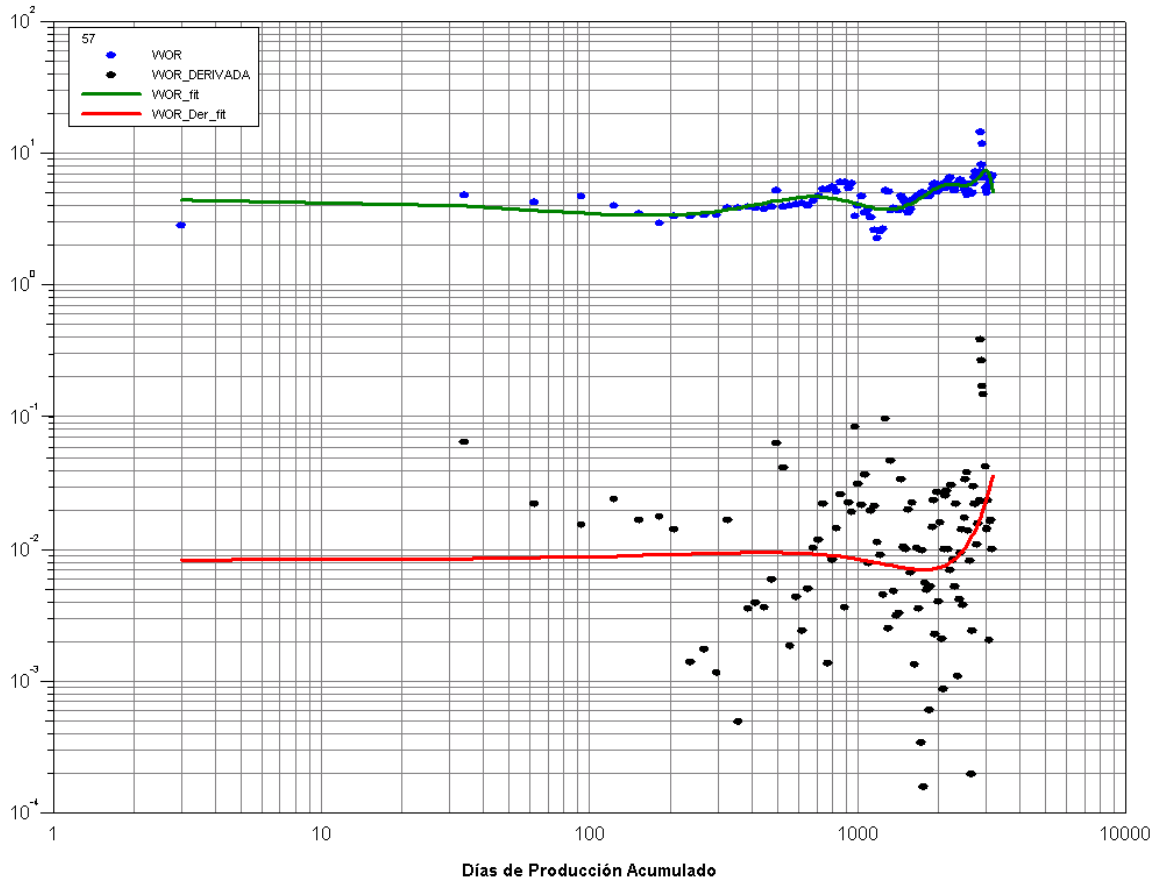
El pozo TL-57 inició su producción en diciembre del año 2001, con una producción de 569 bopd y 1622 BWPD. Durante la vida productiva de este pozo se puede observar que la producción de fluidos se ha mantenido constante, con un incremento en la producción notable a partir de septiembre del año 2004, donde la producción pasó de 700 a 1200 bopd con el inicio de la inyección de agua del pozo TL-61. El pozo TL-57 es también afectado por el inyector TL-49ST. Tanto el GOR como el WOR se han mantenido estables, con leves variaciones a través del tiempo. El corte de agua actual del pozo es de 89%. (ver figura 38(a,b,c)).

Figura 38. Curva de producción del pozo Tello 57



Con el comportamiento del WOR y su derivada en el tiempo (ver figura 39), se establece que hay un desplazamiento normal en el avance del agua.

Figura 39. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 57

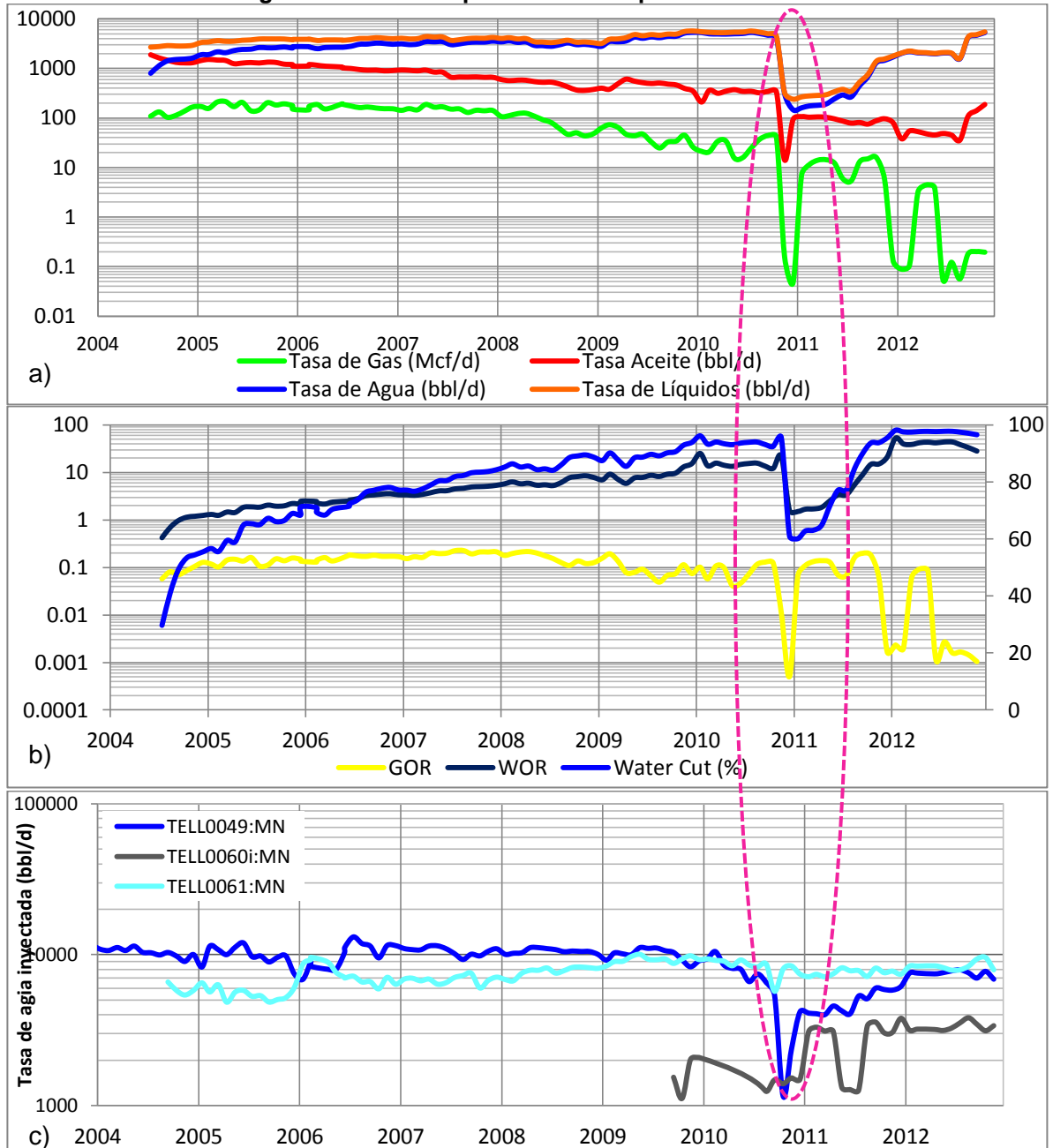


#### 5.4.1.3 Pozo Tello 59ST

El pozo TL-59ST inició su producción en el mes de julio del año 2004, con una producción inicial de 1880 bopd y 796 BWPD. Este pozo se encuentra afectado directamente por el inyector TL-49 como se puede observar en la figura 40 (a,b,c). Se puede apreciar claramente la declinación en la producción de fluidos hasta el mes de septiembre del año 2012, donde alcanzó una producción de 36 bopd; a partir de esta fecha, la producción ha tendido a incrementarse y la producción actual de fluidos es de 187 bopd y 5270 BWPD.

El GOR ha disminuido considerablemente, mientras que el WOR y el corte de agua han aumentado a lo largo de la vida productiva del pozo, llegando éste último al 96.5%.

Figura 40. Curva de producción del pozo Tello 59ST

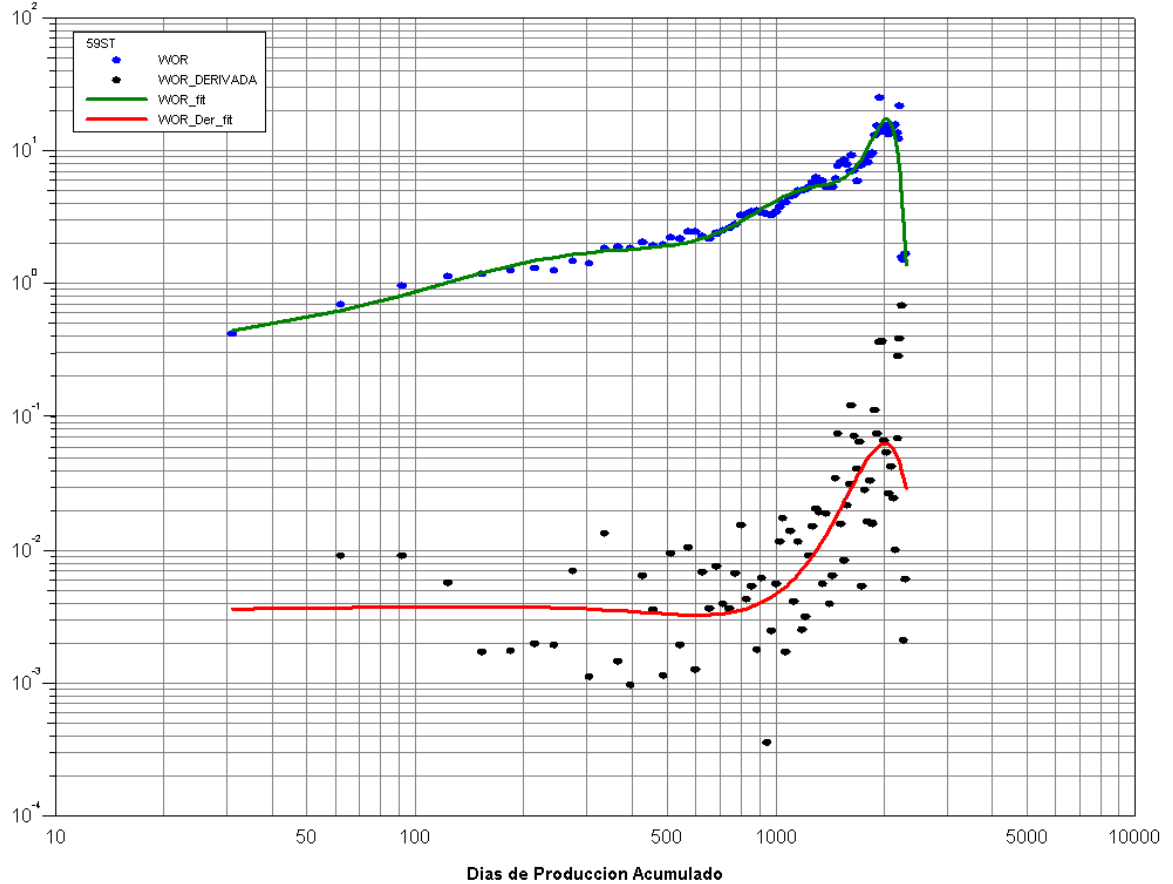


Analizando el gráfico del WOR y la derivada del WOR vs el tiempo de producción (figura 41), es posible determinar que el pozo producía inicialmente por barrido normal, en el momento que el agua irrumpe en el pozo TL-59 ST se ven los efectos de producción de agua por canalización. Es necesario el constante



monitoreo de este gráfico ya que en el momento de realizar la evaluación se observa una ligera tendencia a la disminución de la pendiente.

**Figura 41. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 59ST**

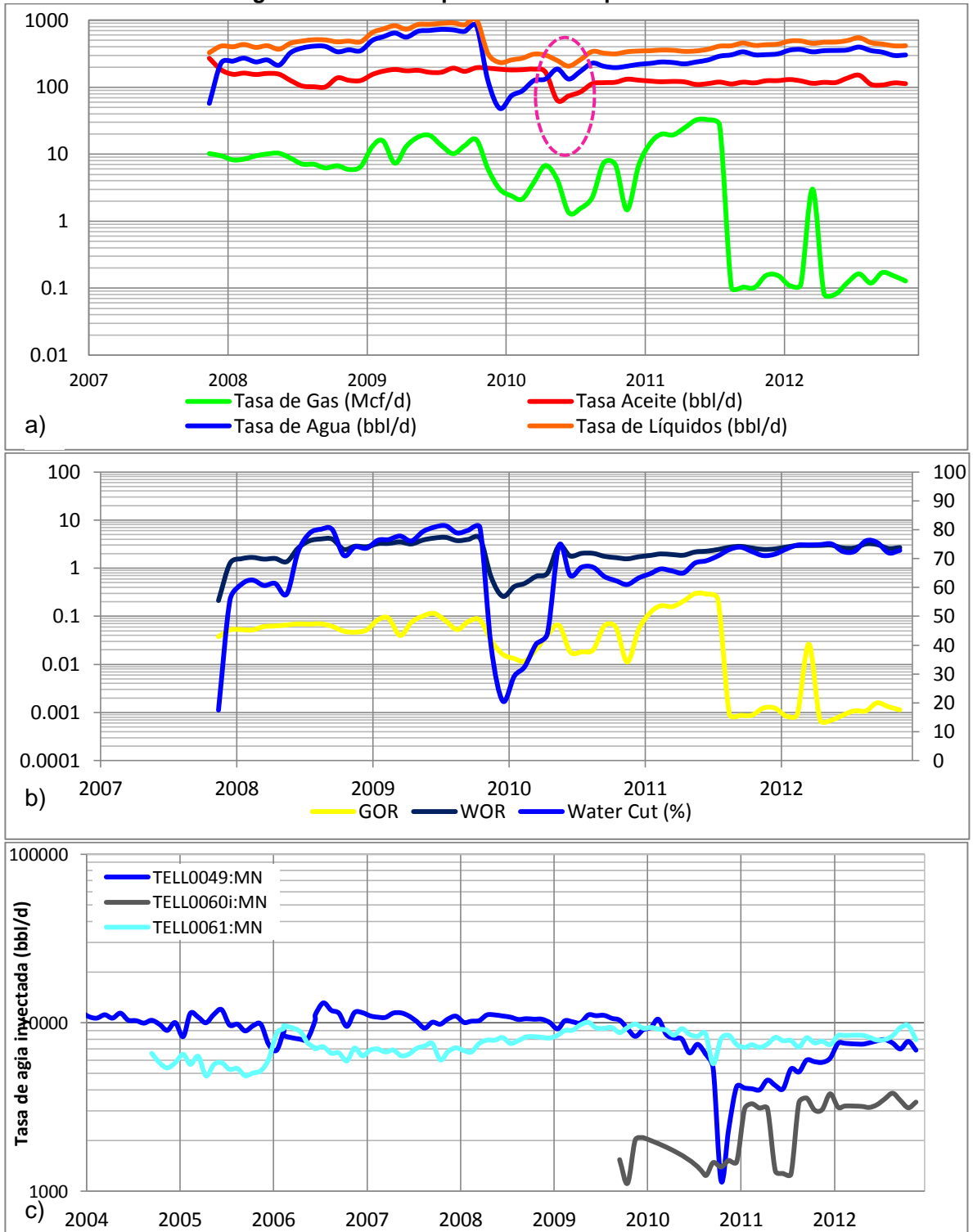


#### **5.4.1.4 Pozo Tello 62**

El pozo TL-62 inicia su producción en el mes de diciembre del año 2007, con una producción de 270 bopd y 57 BWPD. Este pozo no se encuentra directamente afectado por los inyectores que influyen en este sector, como es posible observar en la figura 42.

Después de realizarse un fracturamiento hidráulico a mediados del año 2010 aumentó la producción de líquidos, la cual se ha mantenido estable alrededor de 113 bopd,(circulo fucsia). El corte de agua está en 73%.

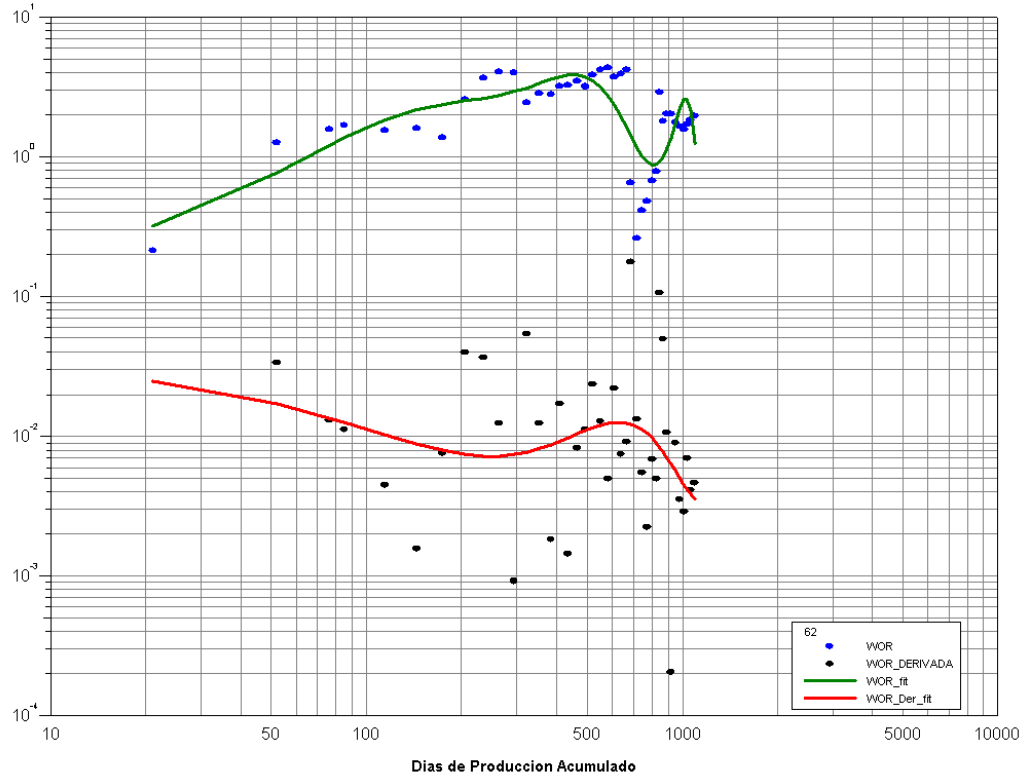
Figura 42. Curva de producción del pozo Tello 62



A través la figura 43 del comportamiento de WOR y su derivada en el tiempo, se determina que la producción de agua en el pozo TL-62 está dada por conificación,

pues se observa claramente una disminución de la pendiente de la curva de la derivada WOR en el tiempo, esto se debe a que los perforados de este pozo se encuentran próximos al contacto agua-aceite.

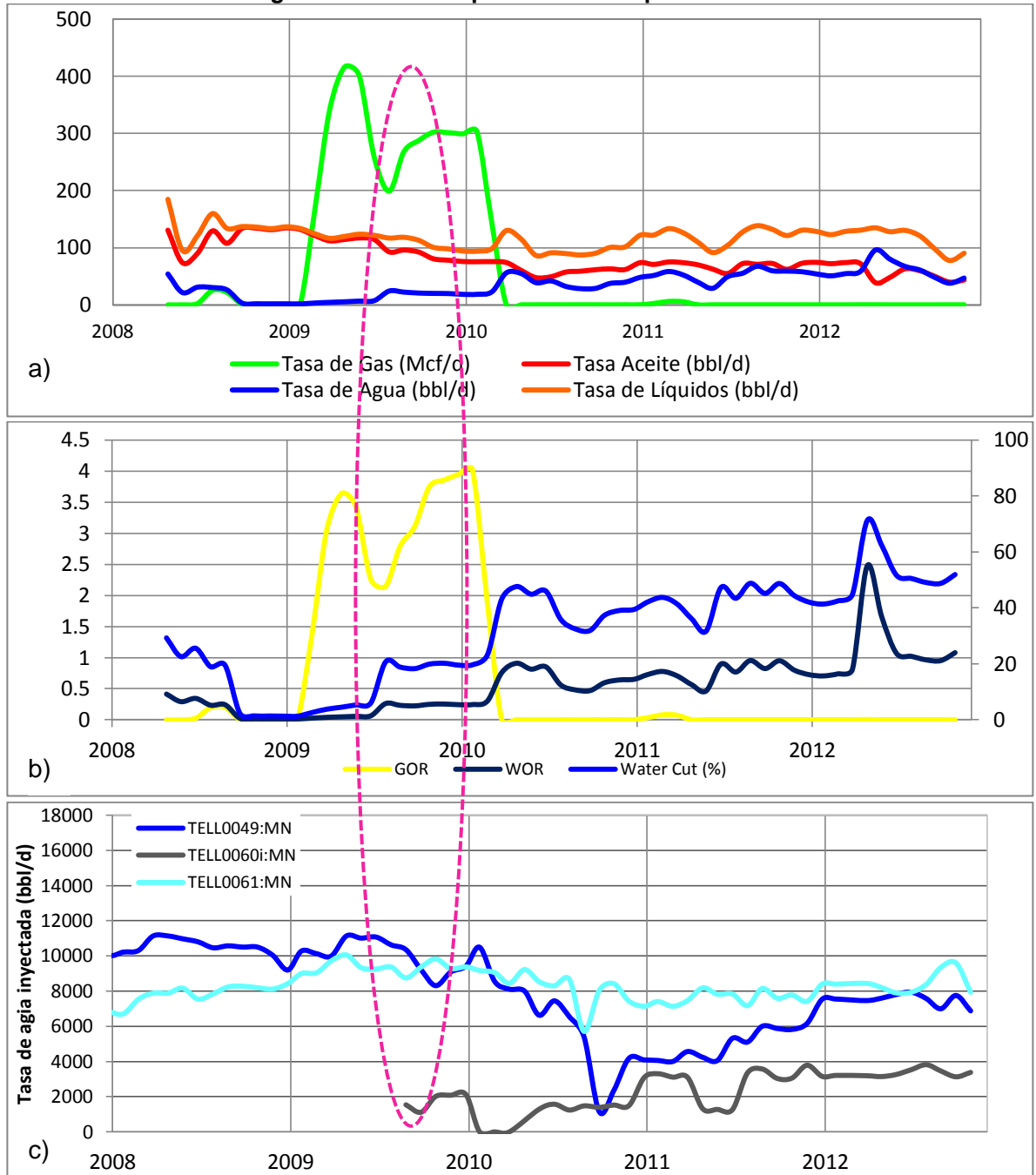
**Figura 43. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 62**



#### 5.4.1.5 Pozo Tello 65

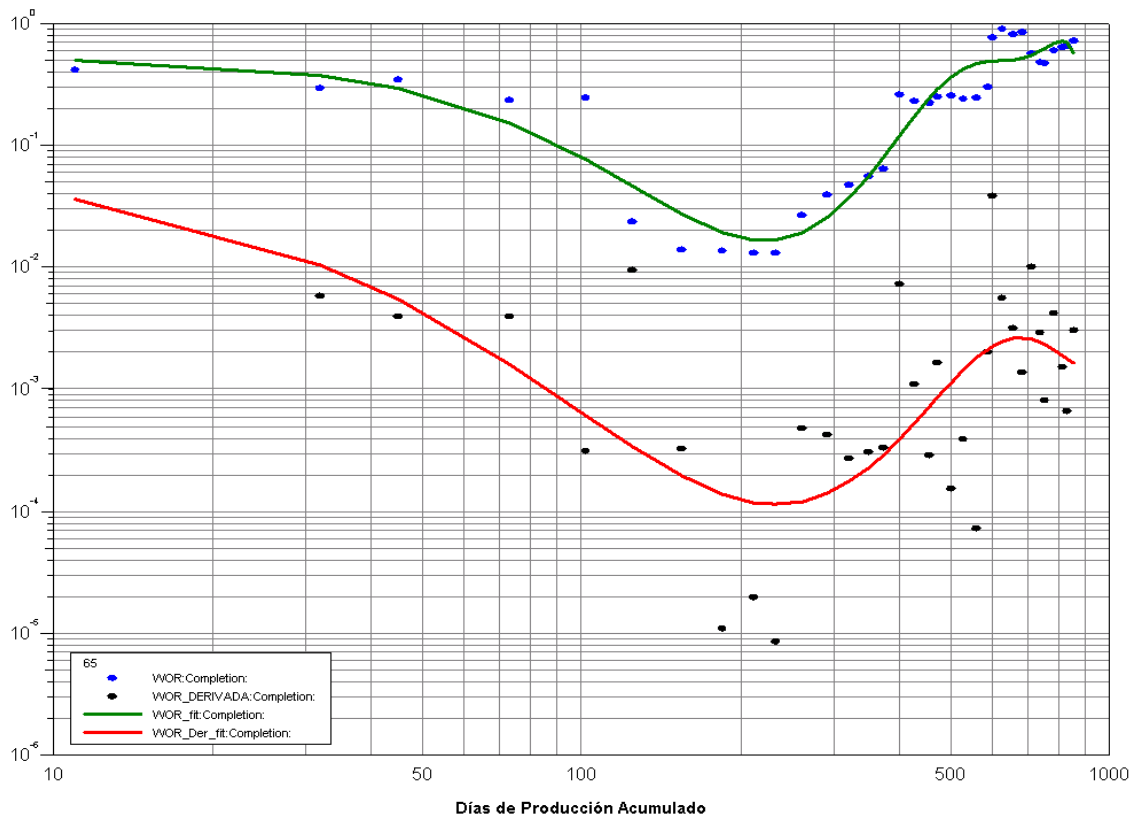
El pozo TL-65 inició su producción en el mes de junio de 2008, con una producción inicial de 131 bopd y 54 bopd. Este pozo se encuentra afectado por el pozo inyector TL-60, en la figura 44(a,b,c) se puede apreciar el incremento de la producción de fluidos totales y se mantuvo estable la producción de aceite a partir del segundo semestre del año 2009, cuando inició la actividad de inyección de agua el pozo TL-60. Desde el año 2010 el GOR se ha mantenido constante y el corte de agua actual es de 52%.

Figura 44. Curva de producción del pozo Tello 65



La gráfica de la derivada WOR para el pozo TL-65 (figura 45) permite diagnosticar que este pozo sufrió una conificación con canalización tardía; ya que la curva de la derivada WOR inicialmente parte con una pendiente negativa característica del fenómeno de conificación de agua y luego se hace positiva, lo cual indica que hay una canalización tardía.

Figura 45. WOR – Derivada WOR vs. Tiempo de producción del pozo Tello 65



## 5.4.2 Pozos Inyectores

### 5.4.2.1 Pozo Tello 49ST

El pozo Tello inicia su actividad de inyección a partir del mes de diciembre del año 1998 con un volumen de agua inyectada diaria de 6000 BWPD. Este pozo es el que tiene mayor influencia sobre los pozos productores de la lámina A domo norte, afectando directamente a los pozos TL-46, 56, 57, 59ST y 62.

En el mes de septiembre del 2009 este pozo tuvo un cambio en el sistema de inyección de agua. Observando la curva, se detectan varios incrementos en la pendiente de ésta y luego declinaciones, siendo esto debido probablemente a estimulaciones realizadas al pozo. En el último periodo, la pendiente de la curva se ha incrementado considerablemente, debido posiblemente a un taponamiento en la formación; es necesario evaluar la viabilidad de realizar un trabajo de acondicionamiento para disminuir el daño y reestablecer el desempeño normal del pozo. Hasta la fecha, el pozo ha inyectado un total de 46.510.000 Bls de agua.

Figura 46. Hall Plot del pozo Tello 49ST

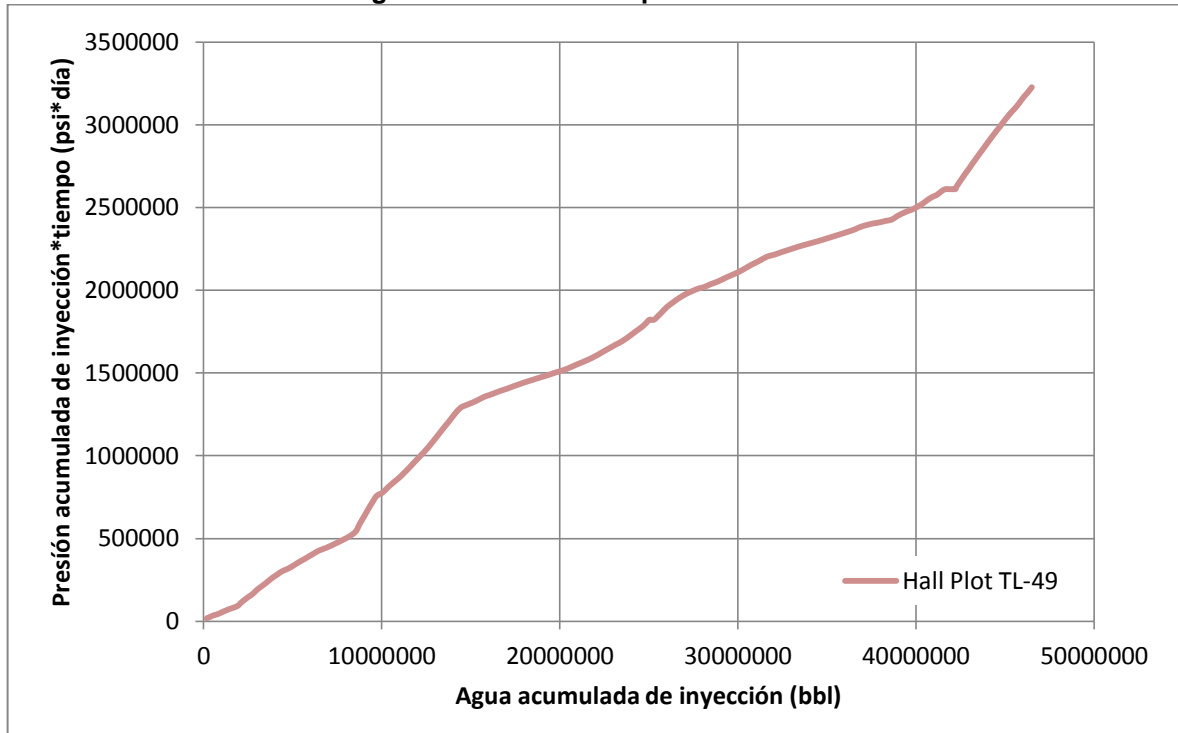
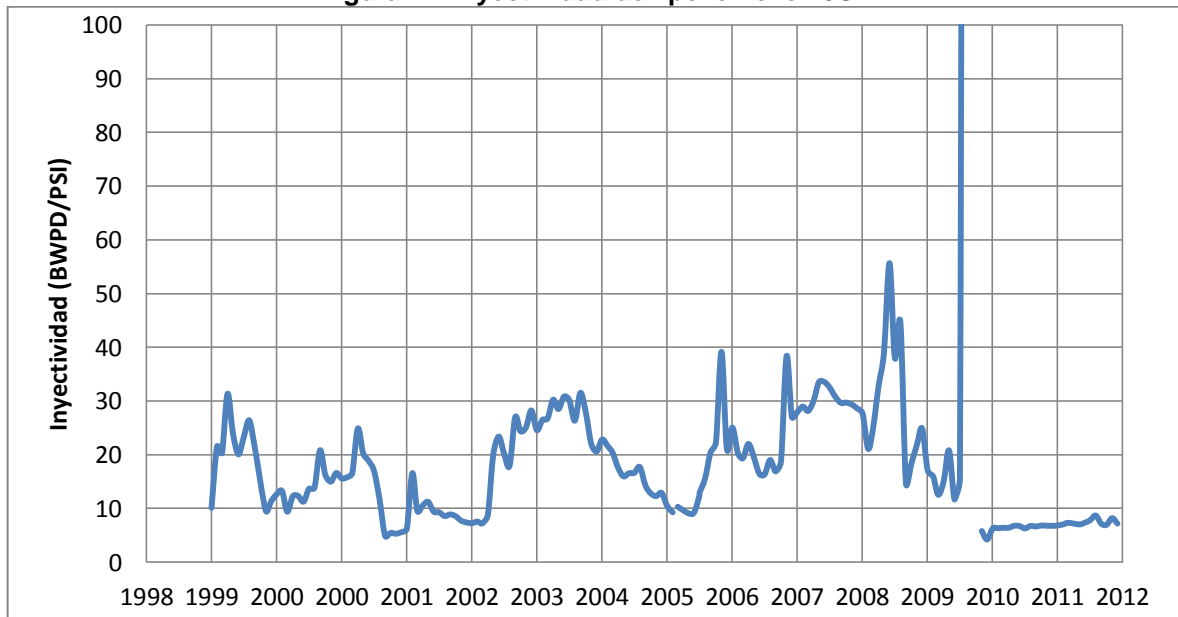


Figura 47. Inyectividad del pozo Tello 49ST



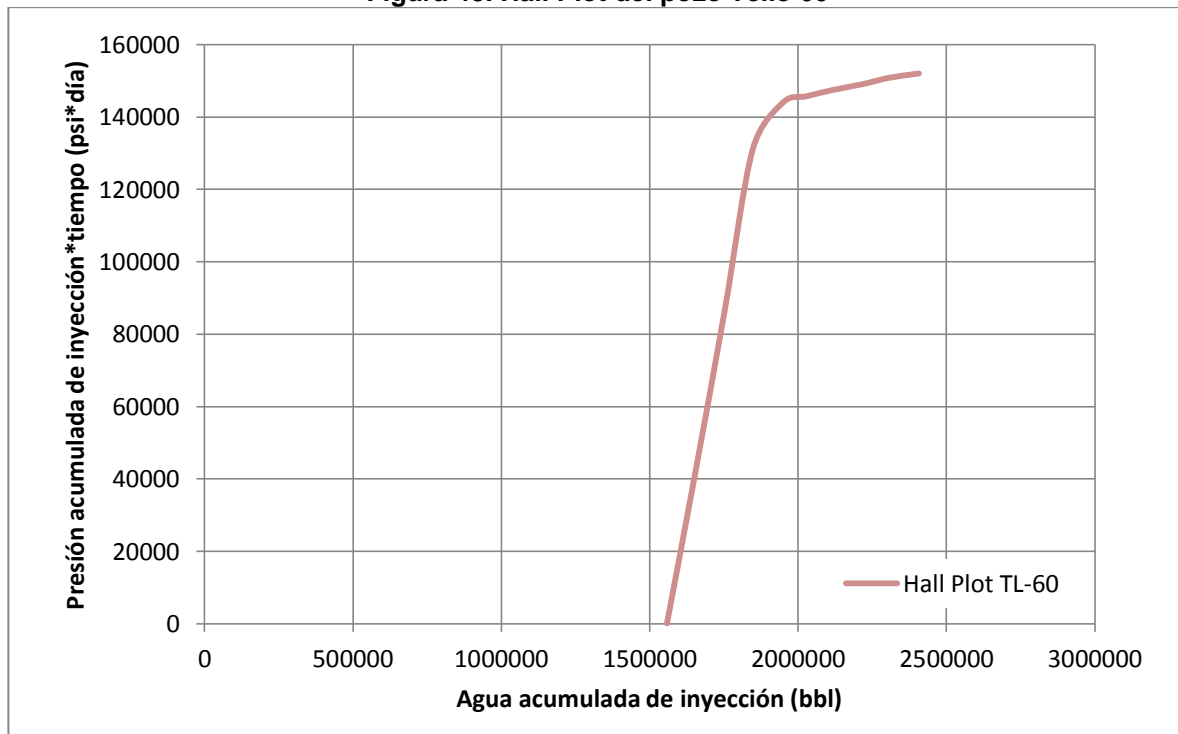
La inyectividad de un pozo hace referencia a la relación entre el volumen de agua inyectado por día y la presión de inyección; para el pozo TL-49ST ha habido cambios significativos en la presión de inyección con el paso del tiempo, aunque

no se cuenta con un historial de eventos con suficiente información que permita identificar las causas en dichas variaciones. La inyectividad actual del pozo es de 7 BWPD/psi. (ver figura 47).

#### 5.4.2.2 Pozo Tello 60

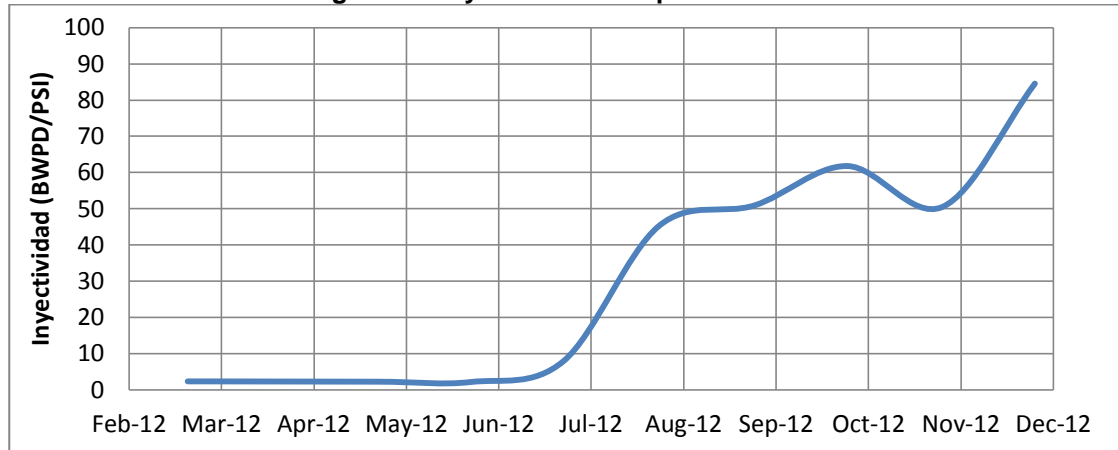
El pozo TL-60 inicialmente era un pozo productor; comenzó la inyección de agua en la lámina A domo norte en octubre del año 2009, inyectando primeramente 1540 BWPD. No se cuenta con registro de presiones de inyección antes de marzo del año 2012, por lo cual no se presenta una evaluación antes de esta fecha. Según el Hall Plot para este pozo (figura 48), el pozo tuvo una pendiente muy pronunciada; hasta llegar a los últimos meses del año 2012, donde la pendiente de la curva se ha declinado notablemente, indicando un trabajo de estimulación exitoso realizado al pozo.

Figura 48. Hall Plot del pozo Tello 60



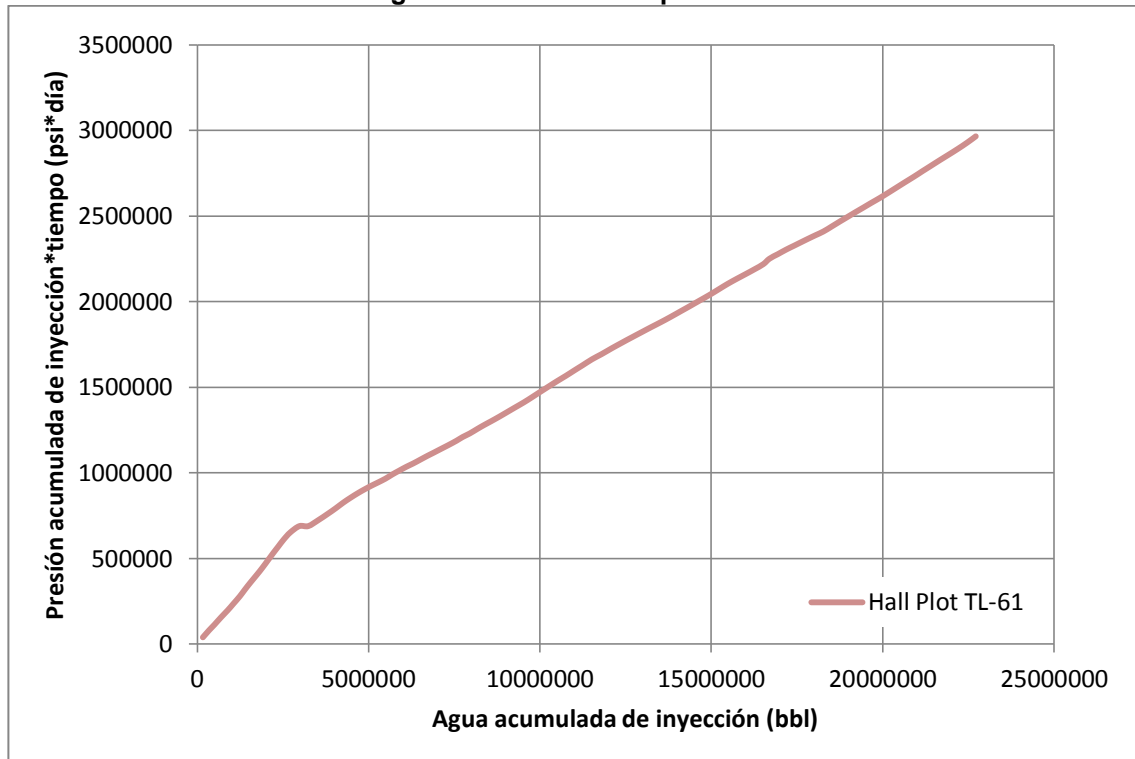
Según la figura 49, la inyectividad del pozo TL-60 ha aumentado notablemente en los últimos meses, concordando con el análisis realizado al Hall Plot, ya que el pozo tiene mayor capacidad de recibir agua y por lo tanto su inyectividad aumenta.

**Figura 49. Inyectividad del pozo Tello 60**



### 5.4.2.3 Pozo Tello 61

**Figura 50. Hall Plot del pozo Tello 61**

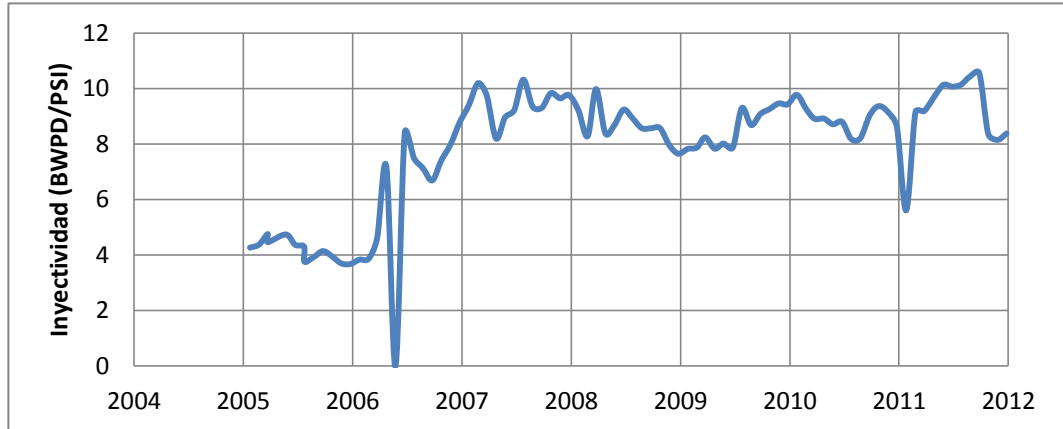


El pozo TL-61 inició la inyección de agua en la zona a partir del mes de septiembre del 2004, con una inyección inicial de 6590 BWPD. De acuerdo a la figura 50, la curva de Hall indica un desempeño normal en la inyección de este pozo.



Al tener un desempeño normal, este pozo ha mantenido un volumen y presión de inyección estable en los últimos años, generando un índice de inyectividad de igual manera estable, con un valor promedio de 9 BWPD/psi (ver figura 51).

**Figura 51. Inyectividad del pozo Tello 61**



Al tener un desempeño normal, este pozo ha mantenido un volumen y presión de inyección estable en los últimos años, generando un índice de inyectividad de igual manera estable, con un valor promedio de 9 BWPD/psi.

**Tabla 20. Resumen Pozos productores de Campo Tello Lamina A Domo Norte.**

Pozo	Inicio Producción	Influenciado por pozos	Corte de agua	Tipo influjo.
TL-46	Feb. 1998	TL-49ST y TL-61	94%	Canalización
TL-56	Nov 2000	TL-49ST y TL-61	93%	Desplazamiento normal
TL-57	Dic 2001	TL-49ST y TL-61	89%	Desplazamiento normal
TL-59ST	Jul. 2004	TL-49	96,5%	Canalización
TL-62	Dic. 2007	Sin influencia	73%	Conificación
TL-65	Jun. 2008	TL-60	52%	Canalización tardía

**Tabla 21. Resumen pozos inyectores de Campo Tello Lamina A Domo Norte.**

Pozo	Inicio Inyección	Inyección inicial (bwpd)	Inyectividad (bwpd /psi)	Diagnóstico Hall Plot
TL-49 ST	Dic. 1998	6000	7	Dañado
TL-60	Oct. 2009	1540	40	Estimulado
TL-61	Sep. 2004	6590	9	Estable

## 6. CONCLUSIONES

- Los procesos planteados están enfocados para realizar una vigilancia de la inyección de agua a nivel global, ya que abarca las condiciones de la calidad de agua, condiciones de integridad de líneas y facilidades y eficiencia de inyección a nivel de yacimiento, proporcionando herramientas útiles para detectar anomalías y oportunidades de mejora en el sistema de inyección evaluado.
- Las técnicas y métodos propuestos para monitorear el desempeño inyección de agua en un determinado campo o área son efectivas siempre y cuando que se disponga de la información necesaria y que ésta sea oportuna y verídica.
- Es importante estandarizar .y aplicar estas técnicas de monitoreo, para que el relevo generacional en el equipo de trabajo no se vea impactado negativamente en el desempeño del proceso de monitoreo.
- El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol entre 2009 y 2012 realizó cinco (5) monitoreos de los parámetros fisicoquímicos del agua de inyección del campo DINA en diversos puntos de muestro de la PIA y pozos inyectoros, confirmando que los parámetros de mayor criticidad son las grasas y aceites, sólidos suspendidos, Hierro disuelto  $Fe^{++}$ , Oxígeno disuelto, turbidez, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno.
- Es importante monitorear constantemente que los parámetros de calidad de agua se encuentren dentro del rango aceptado, ya que de lo contrario afecta negativamente la calidad del agua, generando problemas de corrosión e incrustación en facilidades, líneas y taponamiento en la cara de la formación.
- La planta de inyección de agua PIA-DINA no cuenta con las facilidades necesarias para reducir el alto porcentaje de sólidos suspendidos, grasas y aceites y turbidez, inyectando el agua fuera de las especificaciones. Adicionalmente, se requiere el cumplimiento de los planes de mantenimiento de vasijas y filtros para mantener la calidad del agua dentro de los rangos deseables, evitando el crecimiento de bacterias y depositación de sólidos y grasas en las facilidades y en los pozos.

- La eficiencia en el acondicionamiento del agua de inyección se está viendo afectada negativamente ya que los filtros tienen la capacidad para tratar el volumen de agua inyectado diariamente, sin embargo, el manejo de las presiones en el sistema de tratamiento no es el adecuado, generando que el flujo de agua sea segmentado o “by passed” y cierto volumen de agua no pasa por los filtros, alterando la calidad final de ésta.
- Se realizó un estudio del estado de las líneas de inyección de campo Tello de acuerdo a un análisis de integridad, a partir del cual se detectaron tramos en las líneas del campo con un espesor mínimo tal que requerían su reposición o mantenimiento inmediato.
- Se determinó que el estado metalmecánico y corrosivo es severo para las líneas **TL-04**, **TL-37**, **TL-61** y un tramo de la línea **TL-28** y **TL-38** con velocidad de corrosión severa y moderada con una vida residual de 1 año.
- Se concluyó que las líneas que presentan velocidades de corrosión severas y moderadas en el RBI no son las mismas que presentaron velocidades cercanas a las erosivas en los gráficos de diagnóstico de velocidad óptima, por ello se puede deducir que los factores que reducen la integridad y confiabilidad de las líneas de mayor a menor criticidad son; grosor de la pared, factores externos, ausencia de un método de control corrosión, calidad del agua y vida útil de la línea.
- Se detectó la falta de uniformidad en el tendido de las líneas de campo Tello, en especial de la zona sur, donde se evidencia cambios drásticos en los diámetros, en el grado de tubería y recorridos innecesarios.
- Para la realización del monitoreo de la inyección de agua a nivel de yacimiento, es de vital importancia contar con todos los parámetros petrofísicos posibles, así como el historial de producción y principales eventos de los pozos a evaluar, para de esta manera generar reportes confiables que representen fielmente el comportamiento y la respuesta del yacimiento a la inyección de agua.
- En la evaluación del índice de vaciamiento del campo Tello y en la lámina estudiada (A domo norte), se detectó que éste se encuentra por debajo de

uno, indicando un estado de sub-inyección, es decir, que el fluido inyectado a la zona es menor o no reemplaza los fluidos producidos por ésta.

- Con el análisis de la curva de la derivada del WOR, fue posible establecer que los pozos estudiados de la lámina A de campo Tello poseen diferentes mecanismos de influjo de agua; los pozos Tello 56 y 57 producen agua por desplazamiento normal, el pozo Tello-62 produce por conificación, los pozos Tello 46, Tello 59ST producen por canalización y 65 producen por conificación con canalización tardía.
- Se concluye que el pozo Tello 62 se encuentra levemente influenciado por los pozos inyectoros y que su influjo de agua proviene del contacto agua-aceite.
- Con el análisis de los gráficos de Hall se evidencia que pozo inyector TL-49ST requiere un acondicionamiento para reestablecer su desempeño, el TL-60 se encuentra exitosamente estimulado y el TL-61 tienen un desempeño normal de inyección.

## 6 RECOMENDACIONES

- Se requiere unificar y actualizar la información correspondiente al manejo de la inyección de agua, debido a que en la realización de este trabajo se evidenció la necesidad de generar una base de datos completa y disponible con información acerca de los parámetros de calidad de agua, estado de líneas, historial de eventos y producción de fluidos.
- Debido a las dificultades presentadas durante la recopilación de la información del proceso de inyección de agua en la SOH se recomienda que ésta sea almacenada en un lugar específico y este bajo la responsabilidad de un empleado de Ecopetrol S.A, tanto la que se encuentra en medio físico como la que se encuentra en medio magnético, además es importante que la información que se cargue en los programas de los cuales se alimenta la base de datos sea confiable y de buena calidad. SICA (Sistema Informático de Calidad de Agua).
- Es necesario incluir nuevos puntos de monitoreo, en la planta de inyección y pozos inyectoros con el fin de evidenciar posibles focos de deterioro de la calidad de agua y tener un control adecuado del funcionamiento del sistema.
- Se recomienda la ampliación del sistema de filtros en los cuales se pueda tratar toda la carga de agua que llega a la planta. Adicionalmente se recomienda revisar de manera periódica la eficiencia de los productos químicos utilizados en el sistema para clarificar el agua, inhibir la corrosión, biocidas y prevenir incrustaciones y seguir con los monitoreos para aseguramiento la calidad del agua e implementación de correctivos a lugar.
- Se recomienda realizar mantenimientos, a intervalos de tiempo más cortos, de los filtros de la planta de inyección para mantener su eficiencia y evitar la saturación de estas unidades.
- El alto contenido de BSR nos indica que es indispensable la aplicación de un bactericida de amplio espectro, ya que es prioritario evitar el aumento de las poblaciones de estos micro-organismos que contaminan con H<sub>2</sub>S el

sistema, lo cual conlleva al deterioro de la calidad del agua y de la integridad de facilidades.

- A partir del estudio de integridad de las líneas fueron realizados reposiciones de tramos y adecuación del tendido de líneas de la zona sur de campo Tello.
- De acuerdo al estudio de velocidades se detectó la necesidad de distribuir adecuadamente la potencia de las bombas, creando líneas de alta y baja presión.
- En base al monitoreo realizado a nivel de patrón a la lámina A domo norte se detecta que esta zona tiene capacidad para la perforación de un nuevo pozo productor, ubicado cerca a los pozos Tello 61 y Tello 62.
- Se recomienda realizar una intervención con gel taponante en los pozos inyectores TL-61 y TL-60, para así direccionar el flujo de agua a las zonas menos permeables, mejorando el barrido de la inyección e impactando positivamente en el índice de vaciamiento.
- Debido a la disminución significativa del VRR, pasando de un valor de 1.2 en el mes de julio a 0.9 en noviembre del mismo año, se sugiere convertir el pozo TL-35 a inyector, para generar un balance en la relación inyección – producción.
- Es necesario evaluar la viabilidad de realizar un trabajo de acondicionamiento para disminuir el daño en el pozo inyector TL-49ST y reestablecer el desempeño normal del pozo.

## 7 BIBLIOGRAFÍA

- AHMED, Tarek. Reservoir engineering, Handbook. Tercera edición. Amsterdam. 3 Ed. Elsevier. 2006. 1360 p. 1070-1080.
- American Petroleum Institute, (API). Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair and Alteration. API 510. 8<sup>th</sup> Ed. 1997.
- American Petroleum Institute, (API). Inspection repair, alteration and rerating of in-service piping systems. API 570. Section 7. Inspection data evaluation, analysis and recording. 2<sup>da</sup> Ed. 1998.
- American Petroleum Institute, (API). Inspection repair, alteration and rerating of in-service piping systems. API 570. Section 5—inspection and testing practices. 2<sup>da</sup> Ed. 1998.
- Chan, K.S. Water control diagnostic plots. SPE 30775. Presentado en la SPE 70<sup>th</sup> Annual Technical Conference. 1995.
- DR. PATTON, Charles. Applied Water Technology. Dallas, Texas. Campbell Petroleum series. 1986. 344 p.
- ECOPETROL S.A. Evaluación del sistema de inyección de agua del campo Dina de la SOH durante el año 2011. Piedecuesta-Santander. 2012. 24 p.
- ECOPETROL S.A., ANH. Proyecto de producción incremental de los campo Tello y La Jagua. Documento soporte para la aplicación de la ley 756 de 2002 al proyecto de producción incremental. Neiva, Septiembre de 2006.
- ECOPETROL S.A. Especificación técnica para servicio de inspección y diagnostico del estado metalmeccánico y corrosivo de tuberías, tanques, vasijas, válvulas y accesorios ubicados en los campos de la SOH de Ecopetrol S.A. Vigencia 2011, 2012, 2013,2014. 58 p.
- G.C. Thakur, Chevron U.S.A. Waterflood surveillance techniques-A reservoir Management Approach. Art. SPE 23471. 1991. 8 p.

- K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori, SPE, Arabian Oil Co. Ltd. An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Analysis. Art. SPE 100995. Este documento fue presentado en la SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Adelaide, Australia en el 2006.
- The American Society Of Mechanical Engineers (ASME). Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids. ASME B31.4. 1998. 98 p.
- The American Society Of Mechanical Engineers (ASME). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. ASME B31G. 1991. 42 p. 1 -11.
- M. Terrado, S. Yudono, and G. Thakur, Chevron Energy Technology Co. Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. Art. SPE 102200. Este documento fue presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition held en San Antonio Texas, USA en el 2006. 10 p.
- NACE. Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts.
- NACE. Preparation, installation, analysis and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations. NACE STANDARD RP- 0775. Texas. 2005. 16p.
- OSTROFF, A.G. Introduction to oilfield water technology. Houston. NACE. 1979
- R.Soto, J. Leal, I Benavides, J. Casas, B. Ñañez, G. S. Pérez, J.C. Carvajal, E. Herazo y R. Niño. Como Monitorear en Tiempo Real un Yacimiento Integrando Información Estática y Dinámica. ACIPET. Este artículo técnico fue presentado para la presentación del X congreso colombiano del petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. 2003.
- ROJAS, J. “Fundamentos de calidad de agua”. Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007



- SILVA MARTINEZ, Miller Andrés, MEJIA VIDAL, Juan Carlos. Evaluación de la eficiencia del proceso de inyección de agua del campo Tello (Formación Monserrate). Proyecto de grado Universidad Surcolombiana. Neiva. 2008. 162 p.
- SOTO, Rodolfo, GARCIA, Juan Carlos, CARVAJAL, Juan Carlos, TORRES, Fredy, PÉREZ, Gerson y GROFF, Francois. Metodología para Integrar Modelos Petrofísicos, Datos Dinámicos de Producción y Modelo de Fluidos, en la Caracterización de Yacimiento. Este artículo técnico fue presentado para la presentación de la VII semana técnica internacional de ingenieros de petróleos. Bucaramanga. 2002.



# ANEXOS

## ANEXO A. Sistema informático de calidad de aguas –SICA

El control y organización de la información del análisis de aguas de inyección en la SOH ha sido uno de los puntos críticos para poder llevar un adecuado monitoreo de las variables, es por ello que se desarrollo el programa SICA que es un sistema de gestión, administración y desarrollo de base de datos de los parámetros físicos, químicos, biológicos y otros especiales del agua en cada punto de muestreo. SICA permite al usuario ingresar, tabular, visualizar y almacenar datos de la calidad del agua, permitiendo desarrollar informes y gráficos del historial de parámetros en los diferentes puntos de muestreo.

### Componentes de la base de datos

**Tabla general:** Es la estructura fundamental de un sistema de administración de datos esta nos permite almacenar y acumular valores de variables por campos (columnas) y registros (filas) los cuales cambian con el tiempo. Aquí se ingresan los registros del programa SICA que se agrupan en diferentes parámetros (ver figura 1 y 2).

Figura 1. Parámetros tabla general y formulario

PARAMETROS GENERALES	PARAMETROS FÍSICOS	PARAMETROS QUIMICOS	PARAMETROS BIOLÓGICOS Y OTROS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fecha de muestreo</li> <li>• Nombre de PIA</li> <li>• Contratista: empresa que realiza analisis de agua</li> <li>• Responsable: Nombre del encargado del analisis</li> <li>• Punto de muestreo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grasas y Aceites</li> <li>• Conductividad</li> <li>• Sólidos Suspendidos</li> <li>• Temperatura</li> <li>• Turbidez</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alcalinidad</li> <li>• Bario</li> <li>• Cloruro</li> <li>• Dióxido de carbono</li> <li>• Dureza cálcica</li> <li>• Dureza Magnésica</li> <li>• Hierro</li> <li>• Magnesio</li> <li>• Dureza total</li> <li>• Oxígeno</li> <li>• pH</li> <li>• Sodio</li> <li>• Sulfato</li> <li>• Sulfuro de Hidrogeno</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bacterias Sulfatoredutoras</li> <li>• Pendiente de calidad vs Volumen</li> <li>• Resistividad</li> </ul>

Fuente: los Autores


Figura 2. Tabla general

Fecha de M	Nombre PI	Contratista	Responsabl	Punto de m	Grasas y Acei	Alcalinidad	Bario	Cloruro
01-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'				
02-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'				
03-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	36.40			
04-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	37.20			
05-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	35.20			
06-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	36.20			
07-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	28.90			
08-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	29.90			
09-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	31.40			
10-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	33.40			
11-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	29.40			
12-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	33.40			
13-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	56.20	490.00	4.00	2100.00
14-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	39.50			
15-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'				
16-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'				
17-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	51.70			
18-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	50.80			
19-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'				
20-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	72.60			
21-Jan-11	Dina	Clariant	Jose Serrano	SALIDA GB D'	58.60			

Fuente: Programa SICA

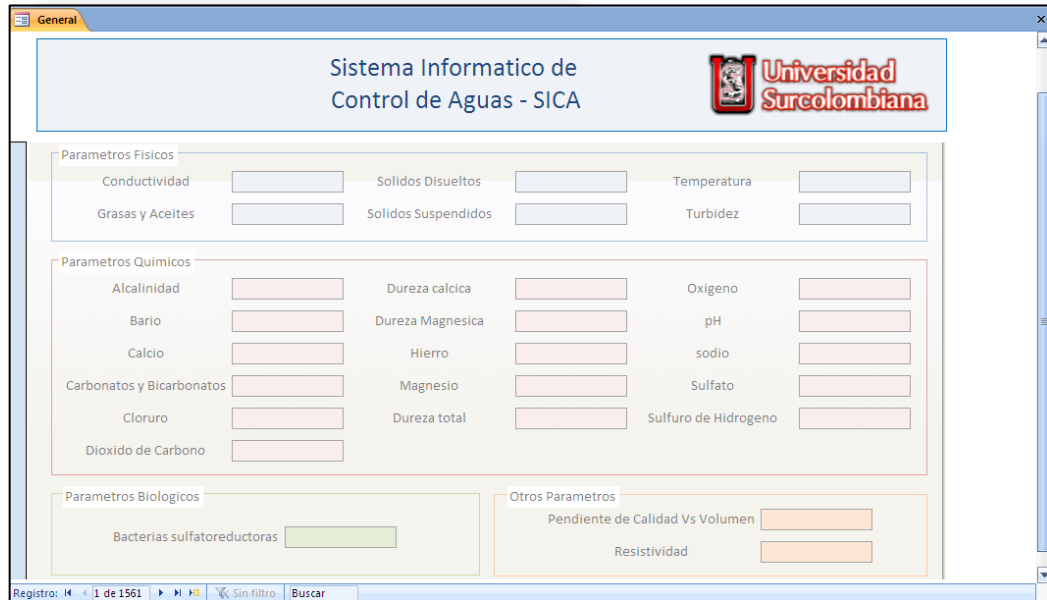
**Formulario:** Permite crear una interfase gráfica donde el usuario interactúa con los datos almacenados de forma agradable. EL origen de los datos procede de la tabla general, permitiendo así cualquier actualización, adición, eliminación de registro quede registrado en esta. El formulario tiene tres ventanas principales las cuales son: generalidades y parámetros que permite ingresar los registros reportados e informes donde el usuario puede consultar cualquiera parámetro (ver las figuras 3,4 y 5).

Figura 3. Formulario de generalidades



Fuente: Programa SICA

Figura 4. Formulario de parámetros



Fuente: Programa SICA

Figura 5. Informes



Fuente: Programa SICA

**Informe:** Permite al usuario presentar, organizar y graficar los parámetros de acuerdo a la necesidad. El procedimiento para generar un informe es el siguiente:

1. Ir a la pestaña de informes en la pantalla del formulario.
2. Seleccionar el parámetro que desee consultar, en este caso será sólidos suspendidos (ver figura 6).

Figura 6. Pasó 2



Fuente: Programa SICA

3. El programa le solicita que especifique la planta de inyección, las cuales pueden ser Dina, Tello y Toldado o se puede dejar vacío y por default el tomara los datos de todas las plantas de inyección.
4. Pide que especifique el punto de muestreo, se puede dejar vacía y el programa traerá los valores de todos los puntos de muestreo o se ingresa el punto de muestreo tan cual como fue ingresada en la tabla general o en el formulario (ver figura 7).

Figura 752. Especificación PIA

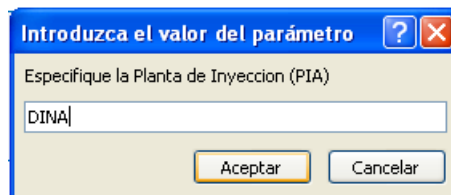
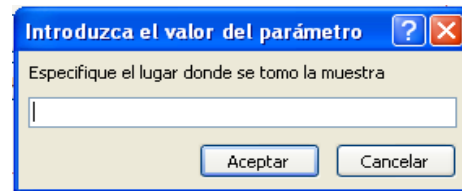


Figura 8. Especificación punto de muestreo



Fuente: Programa SICA

5. Se genera el correspondiente informe para el parámetro, PIA y punto de muestreo seleccionado (ver figura 9).
6. Al bajar el cursor hasta el final del informe el programa le genera la grafica que requiera.

**Figura 9. Generación de informe, paso 5.**

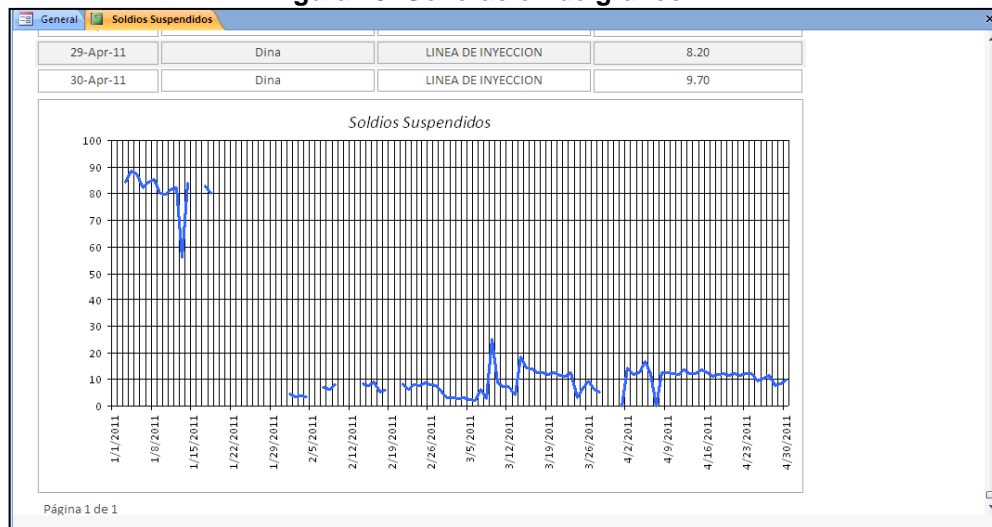


Fecha de Muestreo	Nombre PIA	Punto de muestreo	Soldios Suspendidos
01-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
02-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
03-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
04-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
05-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
06-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
07-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
08-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
09-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
10-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
11-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
12-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	
13-Jan-11	Dina	SALIDA GB DT'S	

Fuente: Programa SICA

7. Pide que especifique PIA y lugar de muestreo, para el ejemplo será Dina y Línea de Inyección.
8. Se genera el correspondiente gráfico (ver figura 10).

**Figura 10. Generación de gráfico.**



Fuente: Programa SICA

9. Si se requiere de generar otro informe de otro parámetro, volver a paso 1.

**Nota.** Para que no se generen inconvenientes lo recomendable es ingresar el nombre de la planta de inyección y punto de muestreo en mayúscula.

## **ANEXO B. Análisis de la calidad del agua de inyección del Campo Dina**

Para mejorar la inyectividad e integridad de los pozos inyectoros es importante disponer de un agua de inyección de óptima calidad que cumpla con las especificaciones fisicoquímicas y bacteriológicas, por esto el monitoreo de estas variables se debe realizar con una periodicidad que permita establecer alternativas de acción.

Durante los últimos años en la SOH se han evidenciado problemas en la calidad del agua debido a concentraciones por encima de las especificaciones límites (ver cap. 2) de grasas y aceites, sólidos suspendidos, Hierro disuelto  $Fe^{++}$ , Turbidez y Gases disueltos como Oxígeno, Dióxido de carbono y Sulfuro de hidrógeno, llevando a problemas de corrosión e incrustaciones que provocan pérdida de inyectividad.

La planta de inyección de agua PIA-Cebú no cuenta con la eficiencia necesaria para reducir el alto porcentaje de sólidos suspendidos y grasas y aceites, inyectando el agua fuera de las especificaciones. Adicionalmente, los planes de mantenimiento de vasijas, filtros, líneas y pozos también requieren de actualizaciones para mantener el sistema y la calidad del agua dentro de los rangos deseables.

El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol entre 2009 y 2011 realizó cinco (5) monitoreos de los parámetros fisicoquímicos del agua de inyección del campo DINA en diversos puntos de muestro de la PIA Cebú y pozos inyectoros, confirmando que los parámetros de mayor criticidad son las grasas y aceites, sólidos suspendidos, Hierro disuelto  $Fe^{++}$ , Oxígeno disuelto, turbidez,  $CO_2$  y  $H_2S$ , dichos resultados se muestran en las figuras 11 a 22.

### **Hierro disuelto ( $Fe^{++}$ )**

En la figura 11 y 12 se observa la variación de la concentración de hierro durante los cinco monitoreos. La concentración de hierro estuvo por encima 1 mg/L en todos puntos monitoreados de la PIA CEBÚ, líneas de transferencia a PIA y pozos inyectoros. Durante los monitoreos las concentraciones variaron entre 1.5 y 4.5 mg/l. En el monitoreo 4, en las líneas de transferencia DK'S-Cebú; DT'S-Cebú, a la salida del tanque-80000 se registraron niveles más elevados (5.0-7.5 mg/l). Sin embargo en el monitoreo 5 se estabilizó el hierro disuelto en los puntos de monitoreo de PIA-DINA en un promedio 2 mg/l.



Figura 11. Concentración del hierro disuelto en la PIA-Cebú (Monitoreo 1, 2, 3, 4,5)

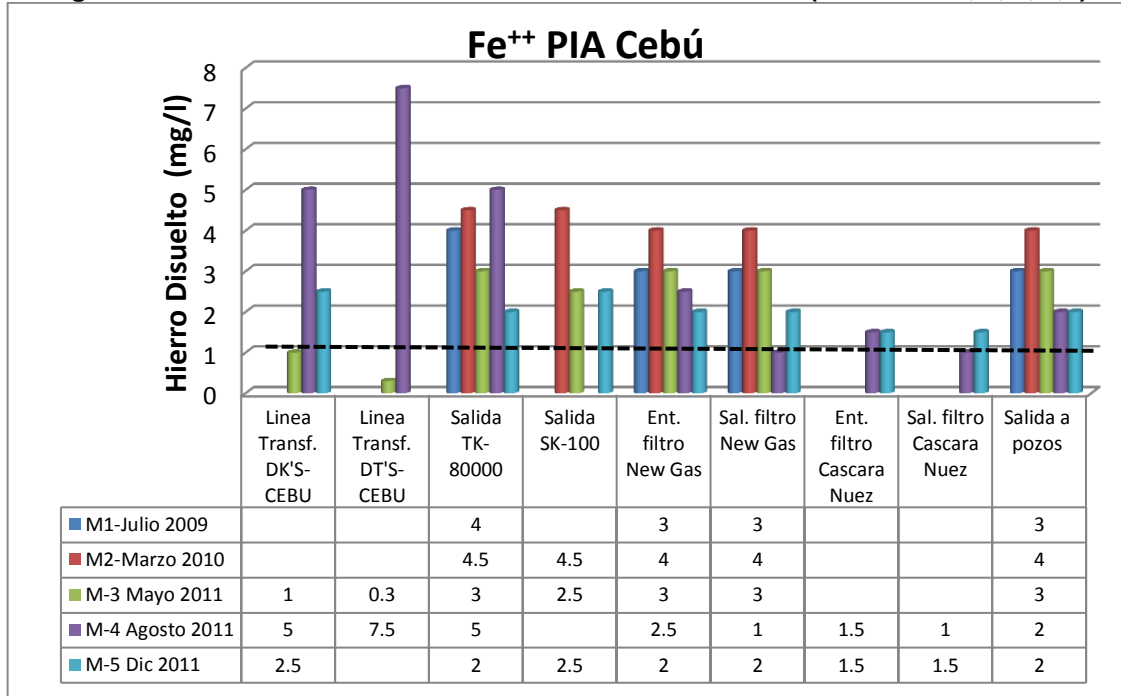
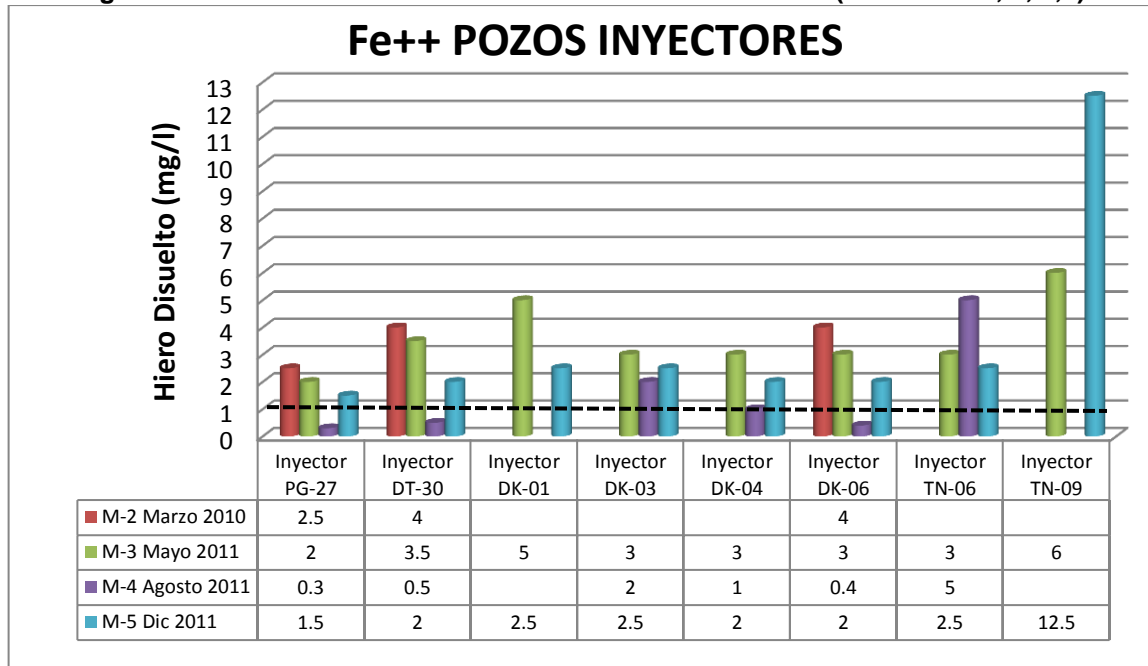


Figura 12. Concentración del hierro disuelto en la PIA-DINA (Monitoreo 2, 3, 4,5)



Adicionalmente el pozo Tenay-09 presentó durante el quinto monitoreo la concentración más elevada (12.5 mg/L), estas concentraciones pueden ser

ocasionadas por la alta concentración de CO<sub>2</sub> presente en el agua, el cual aumenta los fenómenos corrosivos y el hierro disuelto a su vez puede reaccionar con el H<sub>2</sub>S y oxígeno produciendo una mayor carga de sólidos suspendidos (sulfuros y óxidos de Fe).

### Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

La concentración de CO<sub>2</sub> está por encima de su especificación máxima 10 ppm, tanto en la planta de inyección Dina y pozos inyectoros. En los puntos de monitoreo los niveles de CO<sub>2</sub> aumentaron gradualmente desde el Monitoreo 3 al Monitoreo 5, en general los valores oscilan entre 20-50 ppm. Los niveles mas críticos se presentaron a la salida del TK-80000, entrada filtro cascara de nuez, salida filtro new gas y en el DK-04 durante los monitoreos 4 y 5 (60 - 70 ppm). Su formación puede darse por la oxidación de carbonatos y bicarbonatos y descomposición de materiales orgánicos. El dióxido de carbono disuelto contribuye a la corrosión aunque no en la misma medida como el oxígeno (ver figura 13 y 14).

Figura 13. Concentración del dióxido de carbono en la PIA Cebú (Monitoreo 1, 2, 3, 4,5)

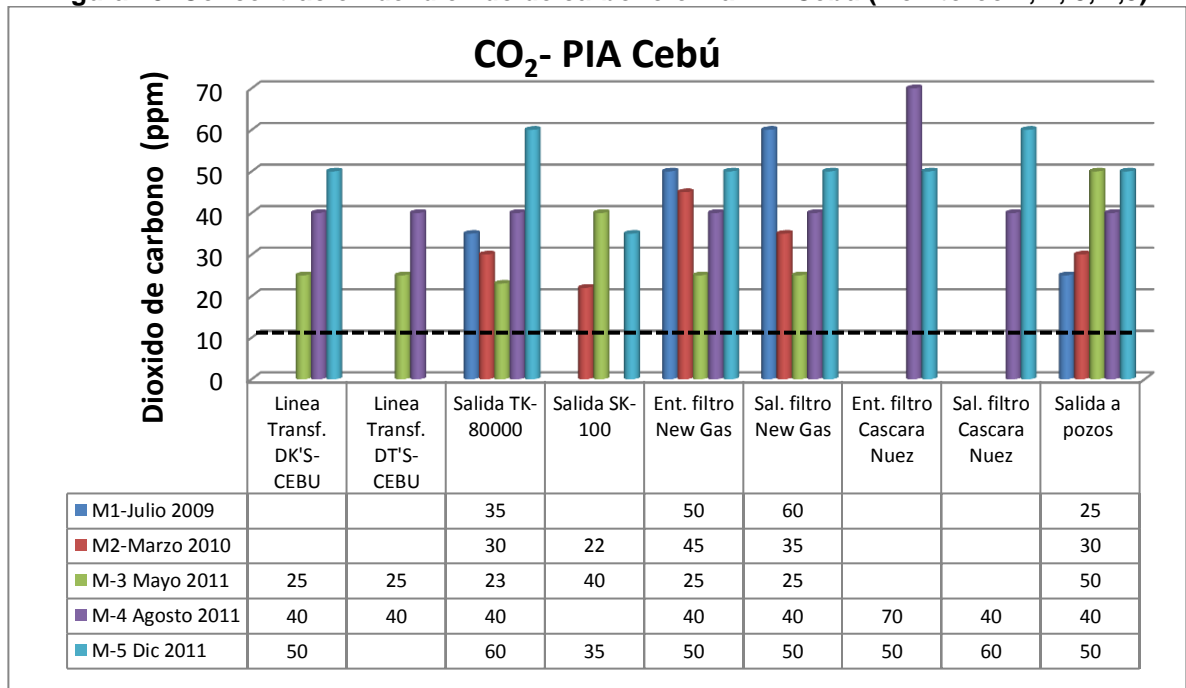
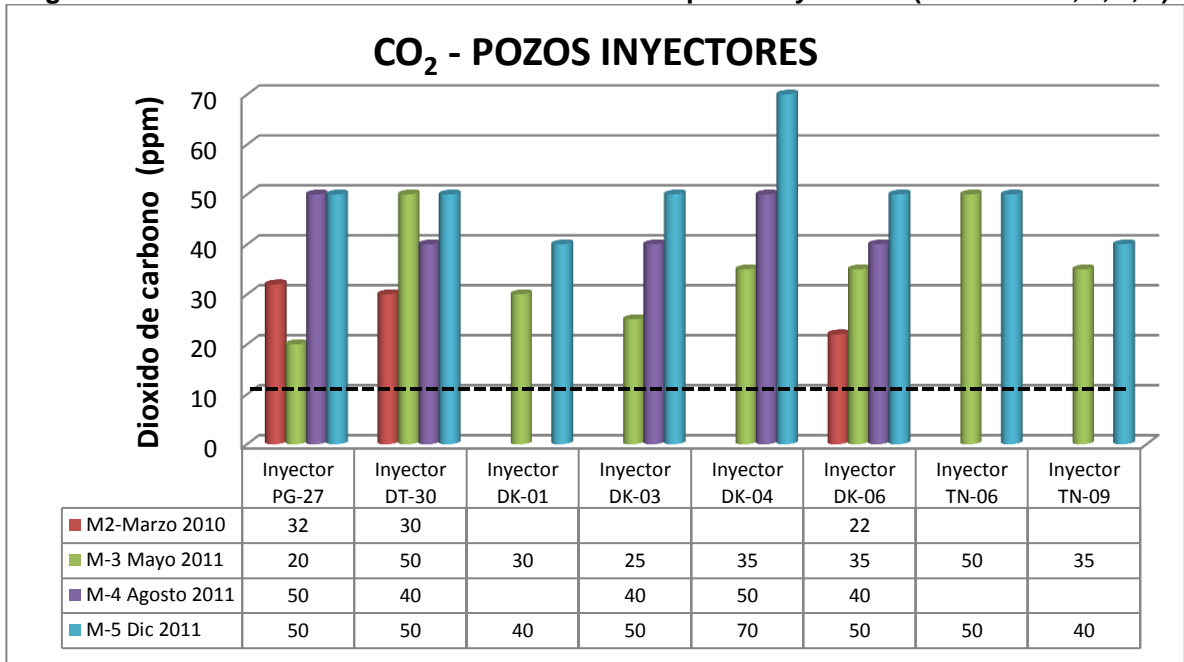


Figura 14. Concentración del dióxido de carbono en pozos inyectoros (Monitoreo 2, 3, 4, 5)



### Sulfuro de Hidrogeno (H<sub>2</sub>S)

Tanto en la PIA CEBÚ como en los pozos inyectoros se evidencian niveles de H<sub>2</sub>S, los cuales según la referencia NACE deben ser nulos (0 ppm). A lo largo del sistema de inyección las concentraciones de H<sub>2</sub>S han variado entre 0.1 y 2.0 ppm (ver figura 15 y 16), aunque los niveles mas críticos se evidenciaron en el monitoreo 4 a la salida TK-80000 (3 ppm) y en el DK-04 y DK.06 (2.5 ppm). Durante el monitoreo 5 disminuyo la concentración oscilando entre 0.1 y 0.7 ppm a excepción de la línea de transferencia DK'S –CEBU (2.5 ppm). La presencia de este gas se debe a una gran actividad bacteriana. El H<sub>2</sub>S reacciona con el hierro disuelto, produciendo sulfuro de hierro (FeS) que produce una coloración oscura en el agua.

Figura 15. Concentración del sulfuro de hidrogeno en PIA CEBÚ (Monitoreo 1, 2, 3, 4, 5)

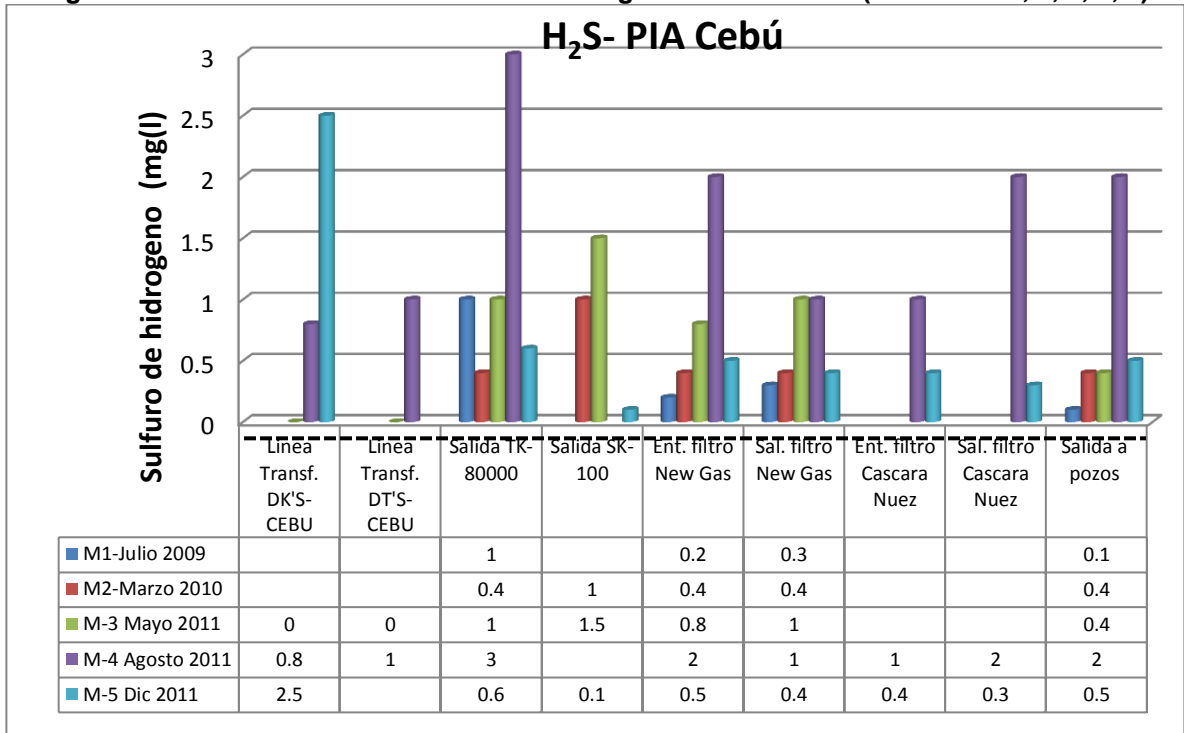
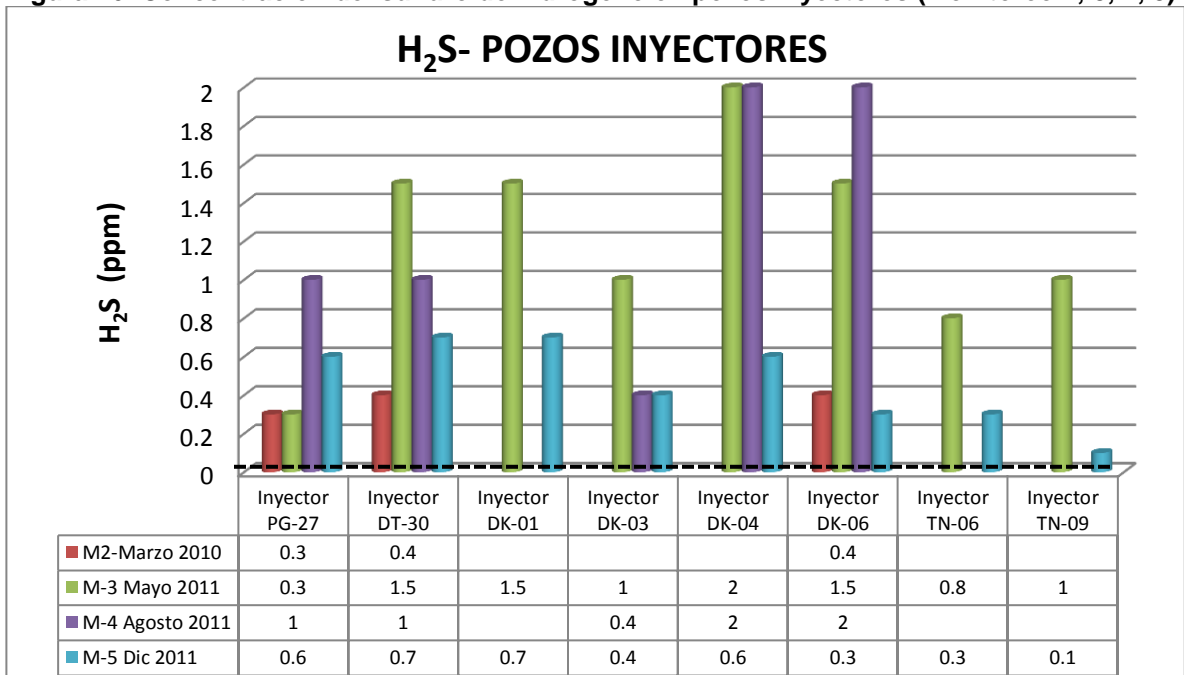


Figura 16. Concentración del sulfuro de hidrogeno en pozos inyectoros (Monitoreo 2, 3, 4, 5)



## Bacterias sulfato-reductoras (BSR)

Figura 17. Concentración bacterias sulfato-reductoras en PIA CEBÚ (Monitoreo 2, 3, 4, 5)

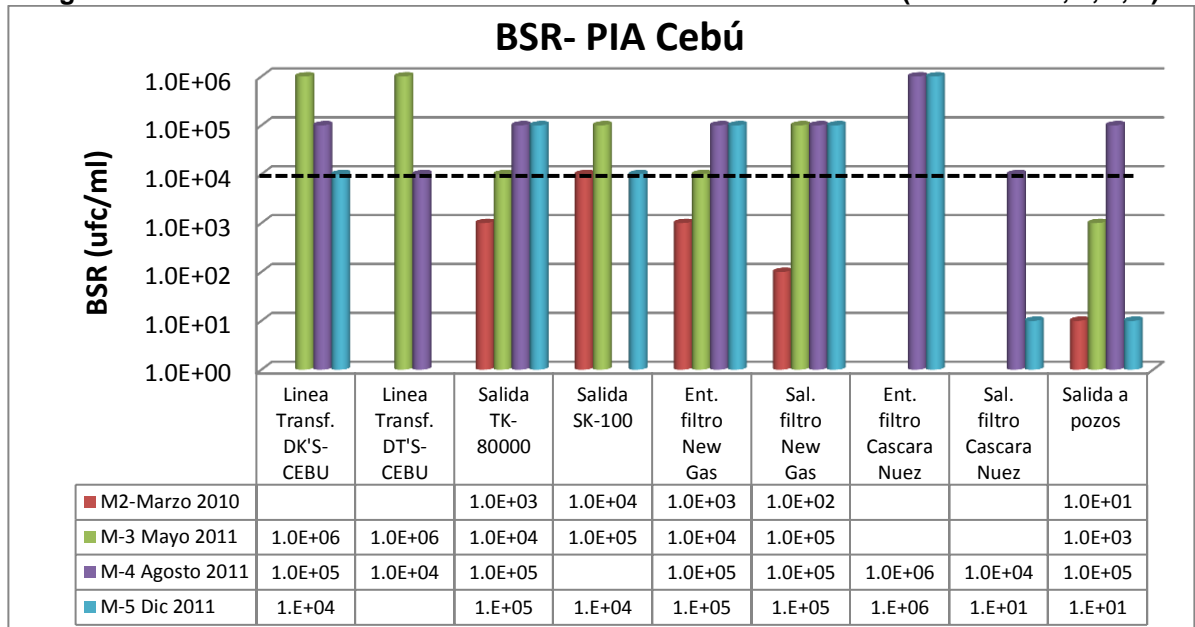
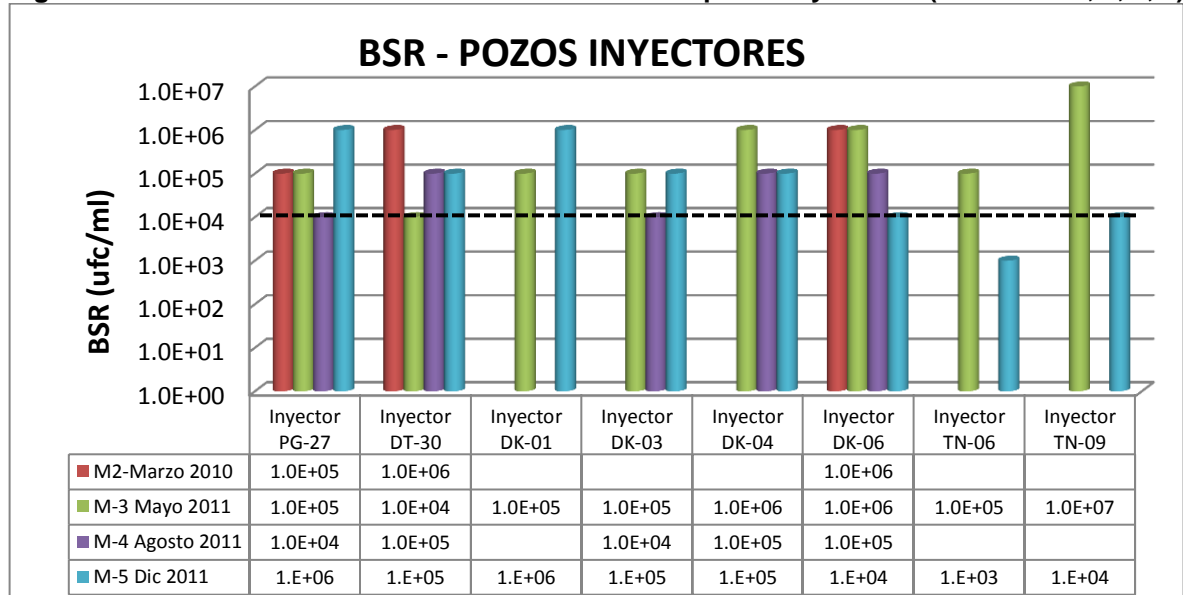


Figura 18. Concentración bacterias sulfato-reductoras pozos inyectoras (Monitoreo 2, 3, 4, 5)



La figura 17 y 18 evidencian que la concentración de BSR a lo largo del sistema permanece por encima de lo recomendado por la norma ASTM (1.0E+04 ucf/ml), oscilando entre 1.0E+04 ucf/ml y 1.0E+05 ucf/ml. Se presentaron los niveles mas

elevados en la entrada del filtro de nuez y en los pozos PG-27, DK-01, DK-04, DK-06 ( $1.0E+06$  ucf/ml ) y en el pozo TN-09 ( $1.0E+07$  ucf/ml ) durante los monitoreos 4 y 5. Sin embargo en el segundo monitoreo la PIA CEBÚ tuvo los valores mas bajos y en el quinto monitoreo la salida del filtro de cascara de nuez y salida a pozos la población fue de 10 ucf/ml. La elevada población bacteriana depende de la alta concentración de  $H_2S$ .

### **Grasas y aceites (G&A)**

En la figuras 19 y 20 se evidencia que la mayoría de los puntos de muestreo el contenido de grasas y aceite está muy por encima de las especificaciones aceptadas ( $<5.0$  mg/L), aunque en el quinto monitoreo los niveles de grasa y aceite (G&A) disminuyeron notablemente los pozos inyectores, en la línea de transferencia DK'S- Cebu y a la salda de los filtros (new gas y cascara de nuez).

En el primer monitoreo el contenido de grasas y aceite se mantuvo entre 50 a 120 mg/l en la PIA CEBÚ, el segundo monitoreo vario de 32 a 59 mg/l en todo el sistema de inyección. En el tercer monitoreo en todo el sistema de inyección el contenido de G&A vario entre 8 y 88 mg/l, sin embargo se presento un elevado valor en la línea de transferencia DT'S – Cebú (796 mg/l) debido a que para este periodo la vasija F.W.K.O. que trata el 70% de la producción de pozos con lato potencial de agua en Batería terciarios estaba fuera de servicio. En el cuarto monitoreo el contenido de G&A aumento en los pozos inyectores oscilo entre (40-57 mg/l ) y en PIA CEBÚ entre (38.6 y 118 mg/l) a excepción de la salida del tanque TK 80000 (838 mg/l). En el quinto monitoreo mostro la mejor tendencia en los pozos inyectores variando entre (8-21 mg/l) y en el la PIA CEBÚ entre (3 – 61 mg/l) a excepción de la salida del tanque SK-100 (130.1 mg/l)

Figura 19. Concentración grasas y aceites en PIA CEBÚ (Monitoreo 1, 2, 3, 4, 5)

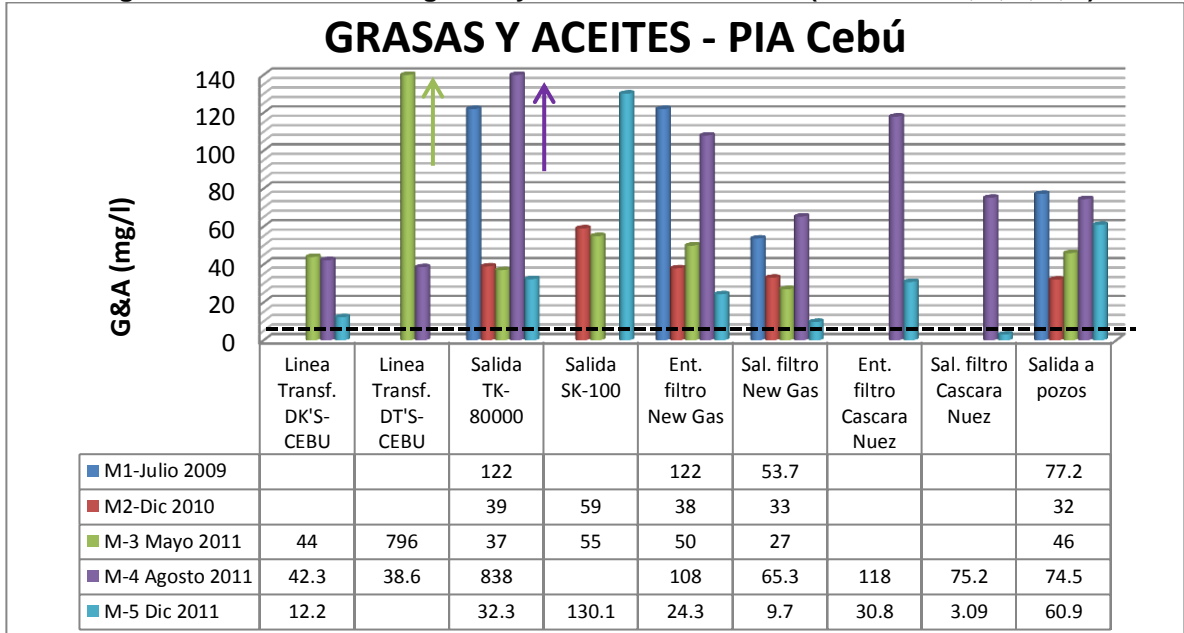
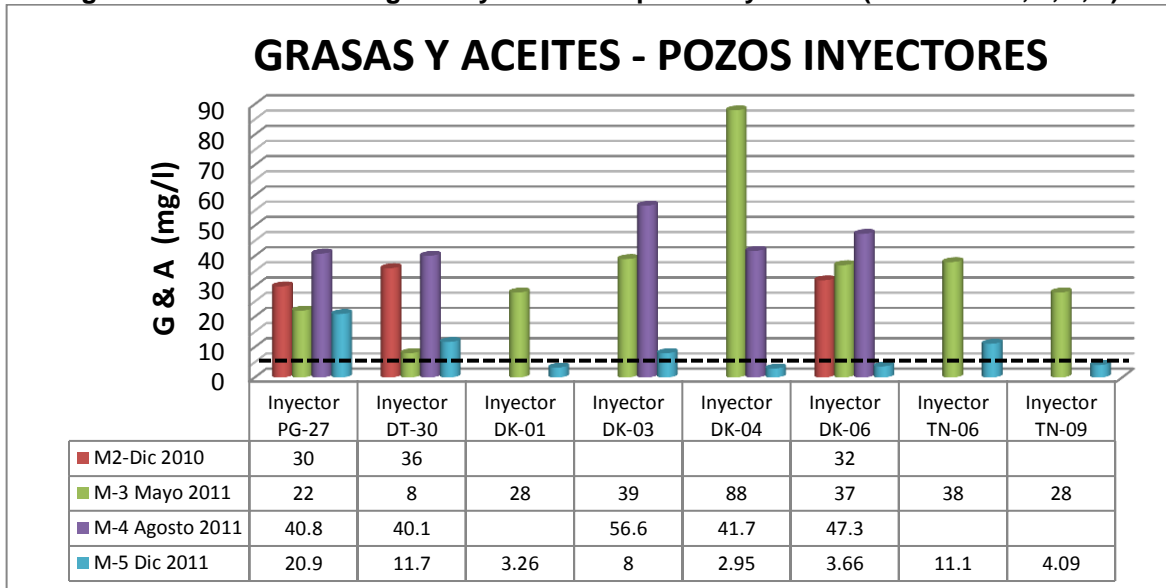


Figura 20. Concentración grasas y aceites en pozos inyectoros (Monitoreo 2, 3, 4, 5)



Desde agosto del 2011 se puso en servicio el segundo filtro (WEMCO- cascara de nuez), por ello en el quinto monitoreo los filtros new gas y cascara de nuez tuvieron la mejor eficiencia (61% y 90% respectivamente), sin embargo el aumento de las G&A en la salida a pozos se debe a que parte del agua se by-pasea en los filtros y llega directamente a la salida a pozos.

## Turbidez

Figura 21. Concentración turbidez en PIA CEBÚ (Monitoreo 1, 2, 3, 4, 5)

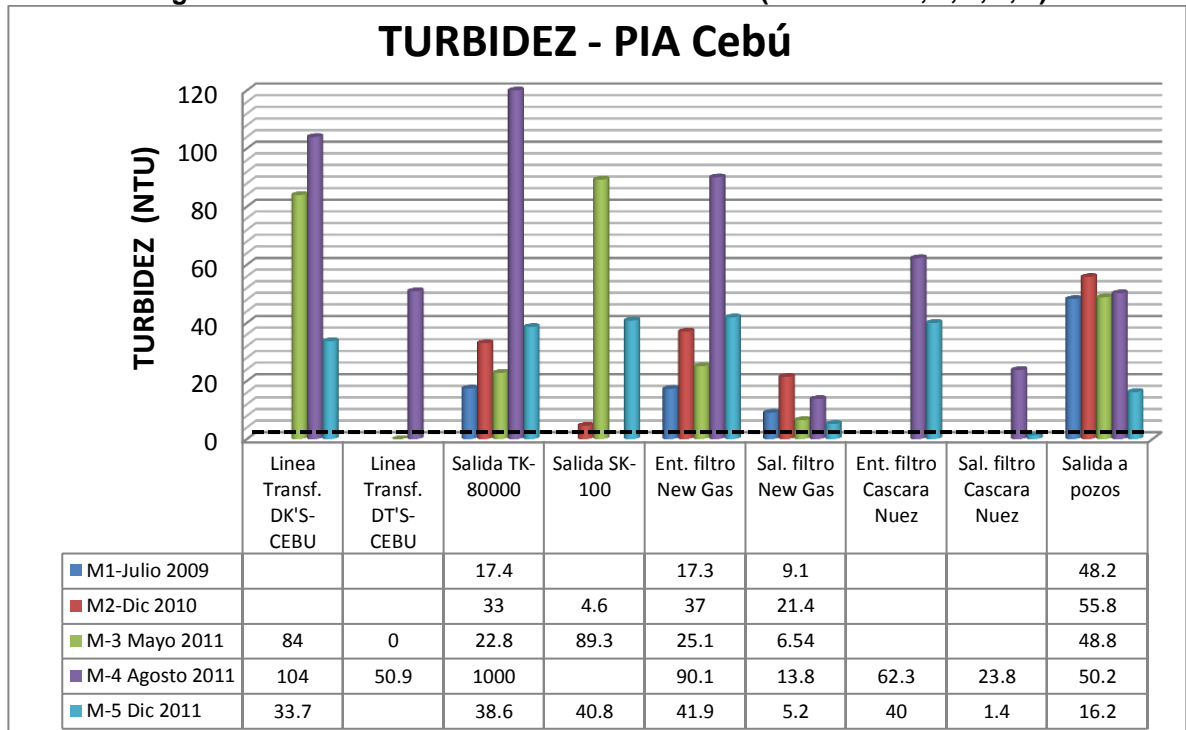
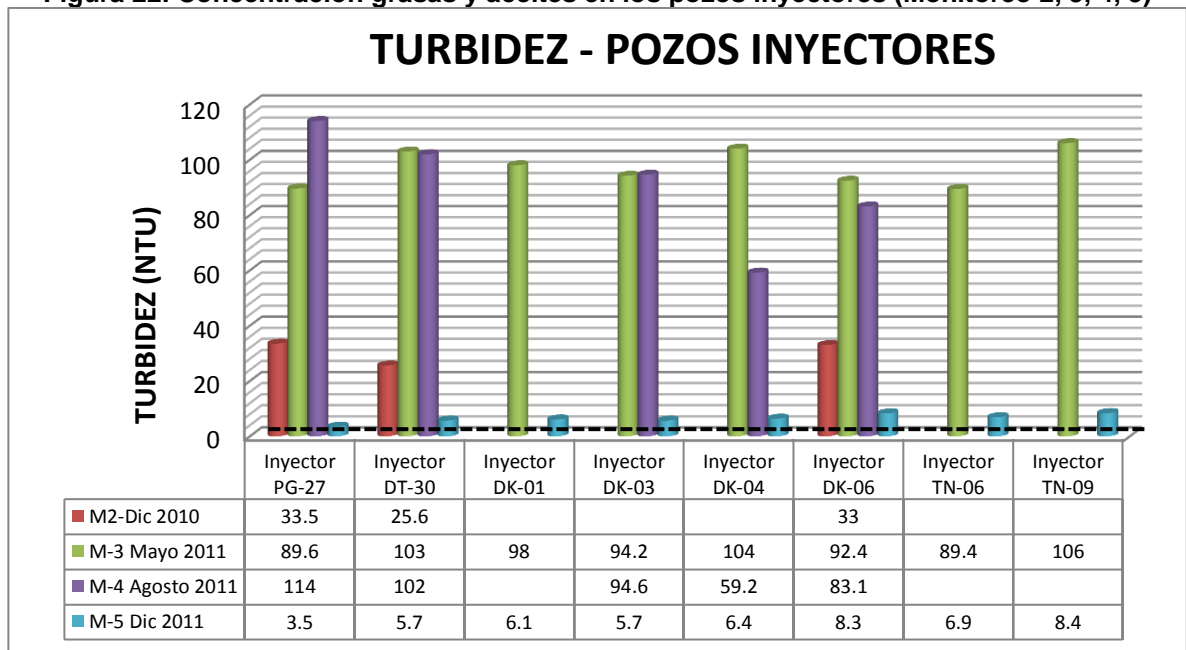


Figura 22. Concentración grasas y aceites en los pozos inyectoros (Monitoreo 2, 3, 4, 5)





En general la turbidez estuvo por encima del límite máximo ( $< 2\text{NTU}$ ) en el transcurso de los monitoreos. Durante los monitoreos 1 y 2 la turbidez estuvo entre (55.8 y 9.1 NTU) en todo el sistema de inyección. En los monitoreos 3 y 4 la turbidez en PIA CEBÚ estuvo entre (6 y 104 NTU) y en los pozos inyectoros entre (83-114 NTU). En el quinto monitoreo la turbidez disminuyó notablemente oscilando entre (1.4 y 41.9 NTU) en PIA CEBÚ y (3.5 y 8.4 NTU) en los pozos inyectoros. (Ver figura 21-22).

Los filtros en el transcurso de los monitoreos han mejorado su eficiencia de remoción alcanzando valores de 0.88 (New gas) y 0.97 (WEMCO-cascara de nuez), como se evidencia en la tabla 1.

**Tabla 1. Eficiencia remoción turbidez de los filtros.**

<b>Eficiencia</b>	<b>M-1 Julio 2009</b>	<b>M-2 Dic 2010</b>	<b>M-3 Mayo 2011</b>	<b>M-4 Agosto 2011</b>	<b>M-5 Dic 2011</b>
New gas	0.47	0.42	0.74	0.85	0.88
Cascara de Nuez	-	-	-	0.62	0.97

### **Sólidos suspendidos**

Según la referencia NACE TMO 173-05 que es la clasificación de la calidad del agua, dependiendo del contenido de sólidos suspendidos y la pendiente de la curva del caudal vs volumen, especifica una serie de rangos en los cuales los límites máximos aceptados son 5 mg/l para los sólidos suspendidos y una pendiente de 1, valores mayores a estos son excesivos como muestra en la tabla 7. Capítulo 2.

En la figura 23 se puede ver el comportamiento de los sólidos suspendidos en PIA CEBÚ. En los monitoreos 3, 4 el contenido de sólidos suspendidos estuvo en el rango “excesivo” mayores a 10 mg/l entre (23 y 95 mg/l), en el monitoreo 5 el contenido de sólidos suspendidos a la entrada del TK-80000, SK.100 y filtros New gas y Wemco (cascara de nuez) fue en promedio 24.4 mg/l, y disminuyó notablemente a la salida del filtro New gas (7.4 mg/l), a la salida a pozos (9 mg/l) con un contenido “grande” y a la salida del filtro wenco cascara de nuez (2 mg/l) con un contenido “bajo” .

Figura 23. Concentración solidos suspendidos en PIA CEBÚ (Monitoreo 3, 4, 5)

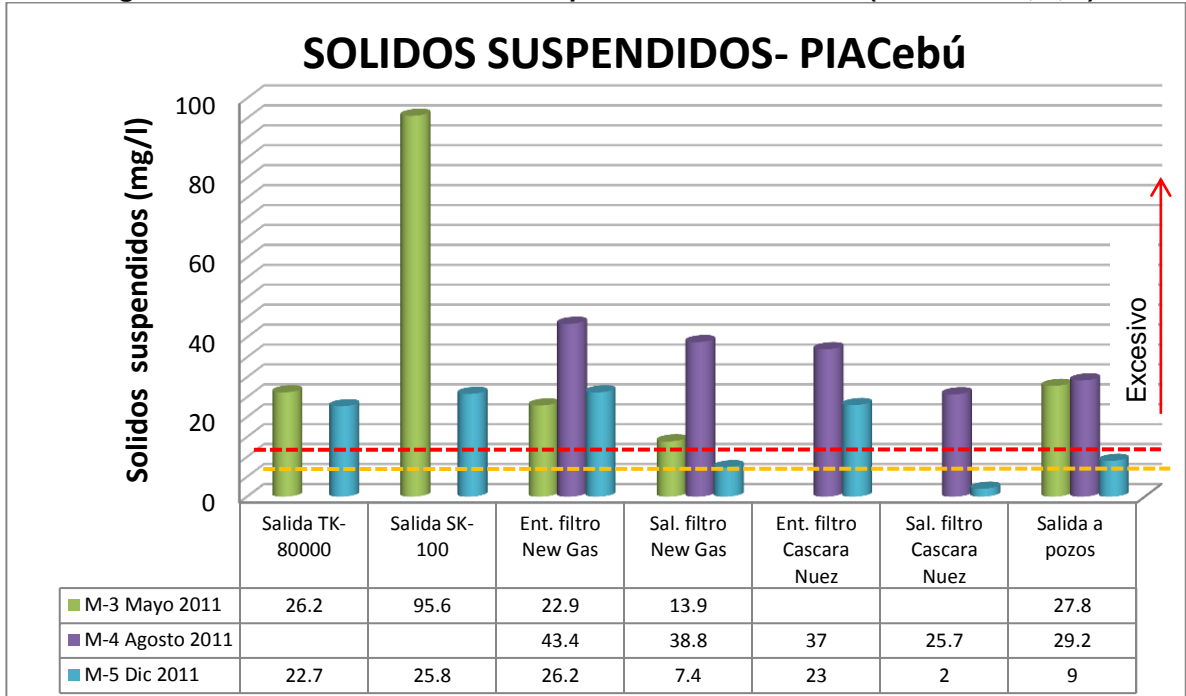
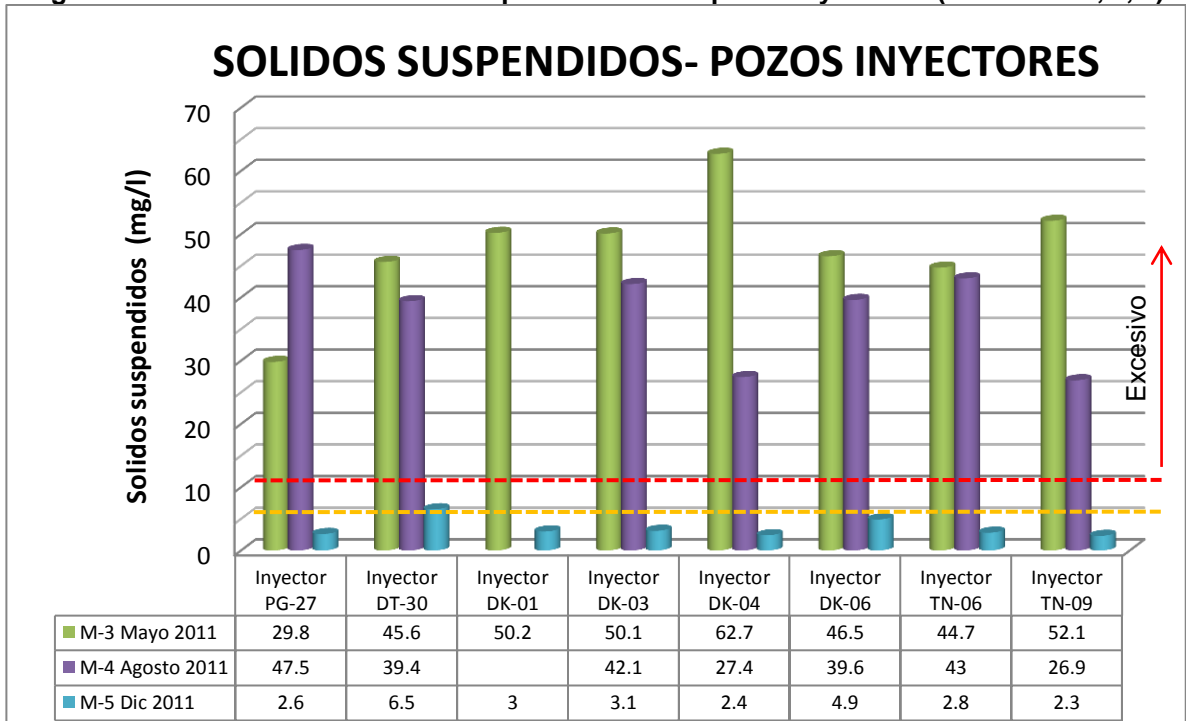


Figura 24. Concentración solidos suspendidos en los pozos inyectoros (Monitoreo 3, 4, 5)



En la figura 24 se evidencia que el contenido de sólidos suspendidos disminuyó considerablemente en el transcurso de los monitoreos. En el tercer monitoreo el promedio de sólidos suspendidos fue 48 mg/l, en el segundo monitoreo fue 38 mg/l y en el quinto monitoreo fue 3.45 manteniéndose entre los rangos “bajo” y “moderado” garantizando un agua de buena calidad.

Los filtros en el transcurso de los monitoreos han mejorado su eficiencia de remoción alcanzando valores de 0.71 (New gas) y 0.91 (WEMCO-cascara de nuez) en el último monitoreo como se evidencia en la tabla 2.

**Tabla 2. Eficiencia remoción sólidos suspendidos de los filtros.**

<b>Eficiencia</b>	<b>M-3 Mayo 2011</b>	<b>M-4 Agosto 2011</b>	<b>M-5 Dic 2011</b>
New gas	0.39	0.11	0.72
Wemco.-Cascara de Nuez	-	0.31	0.91

## **ANEXO C. Resultados y análisis inspección basado en el riesgo de Campo Dina**

### **Descripción líneas de inyección Campo Dina**

El sistema de inyección del campo Dina está comprendido por 31 pozos, de los cuales se cuenta con la inspección visual y mapa perfil actualizado de 14 pozos, (PG-37, 27, 21, 35, 34, 02, 09, 39, 26, 04, 33, 18, 10, 32), que comprenden 3770 metros de aproximadamente 7 km de la línea de inyección principal y 5389 metros de líneas secundarias, iniciando desde la línea de inyección principal de la PIA hasta la cabeza de pozo de cada uno de ellos.

La línea de inyección principal inicia desde la PIA con diámetro nominal de 8" y SCH de 80 manteniéndolos durante todo su recorrido, esta avanza hacia el noroeste 756,7 metros hasta la Tee donde se desprende la línea secundaria que va al pozo PG-37 la cual tiene una longitud de 230 metros e inicia con diámetro de 4" luego tiene una reducción a 2,5" a los 3,8 m y a los 51 m varia su diámetro a 3" con el cual llega hasta cabeza de pozo en este punto presenta un Tee que lleva al pozo PG-27 el cual posee una longitud de 247,7 m.

La línea de inyección principal continua hacia el noroeste 802,4 metros hasta una Tee de la cual arranca el pozo PG-21 con un diámetro de 3" y una longitud de 195.5 metros, posteriormente la línea principal recorre otros 623,5 metros hasta llegar a la Tee que va al pozo PG-35 el cual tiene una longitud de 58,6 metros, iniciando con un diámetro de 4" y a los 1,2 metros varia su diámetro a 3" hasta llegar a cabeza de pozo, la línea principal avanza otros 598,3 metros donde se encuentra una Tee con una válvula de bola en la cual inicia el pozo PG-34 con un diámetro de 4"y llega a cabeza de pozo con un diámetro de 3" a los 74,3 metros.

La línea principal continua avanzado en la misma dirección 4,6 metros hasta llegar a una válvula mariposa en donde inicia el ramal que lleva al pozo PG-02, este avanza 92,5 metros con un diámetro de 3" hacia el sur donde se encuentra una Tee que da inicio a la línea PG-09(longitud de 63,4 metros y diámetro 3"), a los 342.8 metros varia su diámetro a 2 7/8" y recorre 322,2 metros hasta llegar a cabeza de pozo, 2,4 metros antes de finalizar la línea PG-02 inicia el ramal que va al pozo PG-39 con un diámetro de 2 7/8" y finaliza a los 592,1 metros con 3" de diámetro.

La línea principal avanza otros 472,1 metros (8") desde el inicio del pozo PG-02 hasta la Tee que lleva al ramal del pozo PG-26, este ramal inicia con diámetro de 4" hasta 638,9 metros donde varía su diámetro a 3" en este punto se encuentra la Tee que va al pozo PG-04(1.8 m) hasta llegar a cabeza de pozo, la línea tiene una longitud de 1436 metros.

La línea principal avanza en dirección noroeste 154 metros desde el inicio del pozo PG-26 hasta encontrar la Tee que da inicio al pozo el PG-33 la cual tiene una longitud de 856,3 metros hacia el sur con un diámetro de 3" hasta llegar a cabeza de pozo, posteriormente la línea principal recorre 358,4 metros donde se encuentra la Tee de la línea de inyección del pozo PG-10, la cual tiene una longitud de 129 metros en dirección este presentando una contracción de 3" a 2" en cabeza de pozo.

La línea DK-32 inicia en Tee de la línea de inyección de agua hasta la cabeza del pozo DK-32 con una longitud de 167,3m , diámetro de 3" SCH 80 entre los primeros 167 metros y diámetro de 2" , SCH 40 hasta finalizar la línea dentro de la malla del pozo.

En el anexo D donde se detalla los mapas perfil especificando características dimensionales de cada tramo de las líneas de inyección de Campo Dina-Palagrande inspeccionadas en este proyecto.

### **Inspección visual campo Dina**

Las observaciones registradas en la inspección visual realizadas en julio del 2010 evidencian que un 78% de 4797,1 metros de las líneas de inyección secundarias requieren recubrimiento, en donde las líneas en mal estado son PG-37, PG-39, PG-33(ver tabla 3 relaciona el resumen del estado de recubrimiento de las líneas), y que algunos segmentos aéreos de las líneas se encuentran por fuera de los soportes debido a deslizamientos o hundimiento del terreno, como es el caso de PG-21 y PG-02.

**Tabla 3. Resumen estado recubrimiento de las líneas secundarias**

Pozo	Longitud tubería	Longitud por recubrir	Lazos por recubrir (m)							
			Aéreos	%	Enterrados	%	Semi-enterrados	%	Suelo	%
PG-37	230	230	54,6	24	22	9	0	0	154	67
PG-27	247,7	238	238	100	0	0	0	0	0	0
PG-21	195,5	150	108,6	72	11	7	0	0	31	20
PG-35	58,6	56,2	0	0	45	80	0	0	11	20
PG-34	74,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG-02	665	322,2	129,8	40	10	3	183	57	0	0
PG-09	63,4	46,8	46,8	100	0	0	0	0	0	0
PG-39	599,6	599,6	542,7	91	57	10	0	0	0	0
PG-26	1436	1258,4	1204,8	96	0	0	0	0	54	4
PG-04	1,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG-33	856,3	856,3	745,8	87	97	11	0	0	14	2
PG-18	72,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG-10	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DK-32	167,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>4797,1</b>	<b>3757,5</b>	<b>3071,1</b>	<b>82</b>	<b>241</b>	<b>6</b>	<b>183</b>	<b>5</b>	<b>263</b>	<b>7</b>

Fuente: Autores

En la tabla 4, están los resultados de la inspección visual realizada en agosto de 2008 a la línea principal de campo Dina donde se evidencia el estado regular del recubrimiento y en los soportes ya que el 95% de los marcos en H se encuentran sin aislamiento, sin pintura y presentan corrosión general leve.

**Tabla 4. Resultados generales de inspección visual línea principal.**

Total	Marcos H		Válvulas en mal estado	Tubería Aérea a recubrir	Tubería enterrada
	Reubicar	Instalar			
191	1	7	3	3403,66 m	315,77 m

Fuente: Informe línea principal de inyección de agua Dina,

### **Inspección Scan A y RBI líneas de inyección de campo Dina**

La técnica de ultrasonido SCAN A para la medición de espesores realizada en la línea principal de inyección de agua de campo Dina en el año 2008, detecto que el

espesor mínimo es de 0,266 in en tubo 90 a los 998,43 metros, A continuación se tiene la tabla 5, evaluando el estado mecánico y corrosivo de la línea, concluyendo que la velocidad de corrosión es **severa** según la norma NACE RP 0775-05 y que su vida residual era de 6 años a la fecha del 2008 es decir que para este momento la línea le queda una vida residual de 2 años de haber continuado con la misma rata de corrosión.

**Tabla 5 .Calculo de velocidad de corrosión y vida residual línea principal campo Dina .**

AÑOS DE SERVICIO	DIAMETRO NOMINAL (in)	OD (in)	ESPEJOR NOMINAL (in)	ESPEJOR MÍNIMO ENCONTRADO (in)	ESPEJOR MÍNIMO DE RETIRO (in)	CORROSIÓN ALLOWANCE (in)	CORROSIÓN ALLOWANCE REMANENTE (in)	RATA DE CORROSIÓN (mpy)	VIDA RESIDUAL (AÑOS)
21	8	8,625	0,5	0,266	0,1968	0,0625	0,069	11,14	6

Fuente: Autores

**Tabla 6. Calculo de la máxima presión operación (MAOP) y caudal óptimo condición inicial y actual.**

ID (in)	ID ACTUAL (in)	MAOP CONDICIONES INICIALES (psig)	MAOP CONDICIONES ACTUALES (psig)	CAUDAL OPTIMO INICIAL (BBL/DIA)	CAUDAL OPTIMO ACTUAL (BBL/DIA)	CAUDAL EROSIONAL (BBL/DIA)	INYECCIÓN DE AGUA PROMEDIO DIA (BBL/DIA)
7,625	8,093	3150	1554,37	34156	38478	82452	60313

Fuente: Autores

La tabla 6. Evalúa la MAOP donde se evidencia que la línea desde sus condiciones iniciales hasta el momento de la inspección ha reducido su operatividad a un 53 % debido a la pérdida de espesor que ha sufrido ésta, y de acuerdo a las condiciones óptimas de velocidad cuenta con una capacidad de 38478 Bbl/dia ( $V= 7$  ft/seg), la cual es deficiente para condiciones actuales de inyección correspondientes a 60313 Bbl/ día, para satisfacer dicho volumen la velocidad de inyección debería ser mayor a 11 ft/seg y menor a 15 ft/seg evitando llegar al punto límite de erosional.

Tabla 7. Máxima presión operación (MAOP) y caudal óptimo condición inicial líneas secundarias.

LÍNEA	DESCRIPCIÓN	LONGITUD (m)	TIEMPO SERVICIO (años)	ABSCISAS	DIAMETRO NOMINAL (in)	OD (in)	ID (in)	SCH	ESPESOR DISEÑO (in)	MAOP (psig)	CAUDAL CRÍTICO (bbl/día)
PG-37	Desde Boca de pescado en línea PIA CEBU-DK'S en K0+756,7 hasta la cabeza de pozo PG-37	230	23	K0+000,0 - K0+003,8	4"	4,5	3,826	80	0,337	3074	8600
				K0+003,8 - K0+051,0	2,5"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
				K0+051,0 - K0+230	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG-27	Desde TEE en línea PG-37 en K0+51,2 hasta cabeza de pozo PG-27	247,7	21	K0+000,0 - K0+247,0	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG - 21	Desde TEE en línea PIA CEBU-DK'S en K1+559,1 hasta cabeza de pozo PG-21	195,5	6	K0+000,0 - K0+195,50	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG-35	Desde Boca de pescado en línea PIA CEBU-DK'S en K2+182,6 hasta cabeza de pozo PG-35	58,6	23	K0+000,0 - K0+001,2	4"	4,5	3,826	80	0,337	3074,4	8600
				K0+001,2 - K0+058,6	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG-34	Desde Boca de pescado en línea PIA CEBU-DK'S en K2+780,9 hasta pozo PG-34	74,3	0,5	K0+000,0 - K0+001,2	4"	4,5	3,826	80	0,337	3074,4	8600
				K0+001,2 - K0+074,3	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG-02	Inicia en válvula de mariposa en línea PIA CEBU-DK'S en K2+785,5 hasta cabeza de pozo PG-02	665	24	K0+000 - K0+342,8	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
				K0+342,8 - K0+665	2,875"	2,875	2,443	80	0,216	2691	3506
PG - 09	Desde TEE en línea PG-02 en K0+092,5 hasta cabeza de pozo PG-09	63,4	6	K0+000 - K0+063,4	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941



Continuación Tabla 7. Máxima presión operación (MAOP) y caudal óptimo condición inicial líneas secundarias.

LÍNEA	DESCRIPCIÓN	LONGITUD (m)	TIEMPO SERVICIO (años)	ABSCISAS	DIAMETRO NOMINAL (in)	OD (in)	ID (in)	SCH	ESPESOR DISEÑO (in)	MAOP (psig)	CAUDAL CRÍTICO (bbl/día)
PG - 39	Desde Boca de pescado en línea PG-02 en K0+662,6 hasta cabeza de pozo PG-39	592,1	19	K0+000 - K0+008	2,875"	2,875	2,443	80	0,216	2691	3506
				K0+008 - K0+592,1	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG - 26	Desde Boca de pescado en línea PIA CEBU-DK'S en K3+257,6 hasta cabeza de pozo PG-26	1436	0,5	K0+000 - K0+638,9	4"	4,5	3,826	80	0,337	3074	8600
				K0+638,9 - K1+436	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG - 04	Desde TEE en línea PG-26 en K0+638,9 hasta cabeza de pozo PG-04	1,8	21	K0+000 - K0+001,8	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG - 33	Desde Boca de pescado en línea PIA CEBU-DK'S en K3+411,6 hasta cabeza de pozo PG-33	856,3	23	K0+000 - K0+856,3	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG - 18	Desde TEE en línea PG-33 en K0+461,4 hasta cabeza de pozo PG-18	72,6	24	K0+000 - K0+72,6	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
PG - 10	Desde Boca de pescado en línea PIA CEBU-DK'S en K3+770 hasta cabeza de pozo PG-10	129	0,5	K0+000 - K0+128,6	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
				K0+128,6 - K0+129	2"	2,375	1,939	80	0,218	3300	2209
DK - 32	TEE en línea PIA CEBU-DK'S	167,3	1	K0+000 - K0+167,0	3"	3,5	2,900	80	0,3	3420	4941
				K0+167,0 - K0+167,3	2"	2,375	2,067	40	0,154	1942	2510

Fuente: Los autores

## **ANEXO D. Fundamentos básicos y principales variables a estudiar para monitorear el desempeño de la inyección de agua en el yacimiento**

### **Comportamiento de presión**

Una de los primeros motivos que llevan a adoptar planes de recuperación mejorada es la disminución en la presión del yacimiento, ya que es indeseable la generación de gas libre en el yacimiento por lo que la inyección de fluido debe garantizar que la presión del yacimiento este por el encima de la presión de burbuja del fluido, así que.

Es esencial para cualquier programa de inyección de agua monitorear el comportamiento de la presión a través del tiempo, ya que el mantenimiento de la presión está directamente ligado al proceso de inyección.

### **Curvas de producción - Producción total de fluidos**

Las curvas de producción (aceite, agua y líquido total) son herramientas muy valiosas empleadas para monitorear y detectar cambios en el comportamiento del campo, bloque, patrón o pozo asociados con la inyección de agua. El efecto de la inyección de agua puede ser visto en la producción del pozo, y el desempeño de la producción puede proporcionar indicios de la naturaleza del rendimiento del reservorio. Estos tipos de gráficos también deberían monitorear el número de pozos activos en el campo.

### **Índice de sustitución – Voidage Replacement Ratio, VRR**

Evaluar el VRR es una herramienta de monitoreo particularmente útil, ya que éste a través del tiempo permite conocer si el agua que está siendo inyectada es suficiente para desplazar el crudo. Este índice se define como la relación entre el volumen total de fluido inyectado y el volumen total de fluido producido a condiciones de yacimiento.

La producción de un pozo crea un vacío en el yacimiento y la inyección de agua en éste se encarga de “llenar” dicho espacio. La aplicación correcta del concepto de sustitución de porosidad permite tener idea sobre la respuesta de la inyección de agua en el reservorio a través del barrido y el incremento de la presión. Generalmente, la inyección de agua comienza después de un periodo de producción primaria. El propósito de la inyección de agua es mejorar el recobro de

hidrocarburo manteniendo la presión del yacimiento, o cuando sea necesario, incrementarla hasta que se aproxime al punto de burbuja para mantener el gas en solución. Por consiguiente, el VRR a menudo comienza en valores superiores a la unidad y luego declina de manera gradual hacia uno a medida que se alcanza la presión objetivo en el yacimiento (*ver figura 25*).

Idealmente, el valor del VRR debe ser 1 pero son aceptables valores entre 1.1 – 1.3 ya que las pérdidas entre el 10% y el 30% son normales en un programa de inyección de agua<sup>6</sup>. Un valor inferior a 1.1 representa un estado de sub-inyección, es decir que el volumen inyectado en el yacimiento no reemplaza completamente el volumen producido. Esto se traduce en una reducción de presión y en el aumento de la saturación de gas libre, lo cual es indeseable en cualquier campo. Por el contrario, un VRR alto (superior a 1.3) indica un estado de sobre-inyección y un tratamiento ineficiente en el yacimiento. La sobre inyección puede ocurrir por la presencia de zonas ladronas que reciben el agua inyectada, por capas con alta permeabilidad causando flujo preferencial, entre otras razones.

El VRR se define por la siguiente expresión:

$$VRR = \frac{qwatinj * B_w}{qoil * B_o + qwat * B_w + (GOR - Rs) * qoil * B_g} \quad ec.(7)$$

Donde:

***qwatinj***: volumen de agua inyectado

***qoil*** : volumen producido de aceite

***qwatt*** : volumen producido de agua

***B<sub>w</sub>***: Factor volumétrico del agua

***B<sub>o</sub>***: Factor volumétrico del aceite

***B<sub>g</sub>***: Factor volumétrico del gas

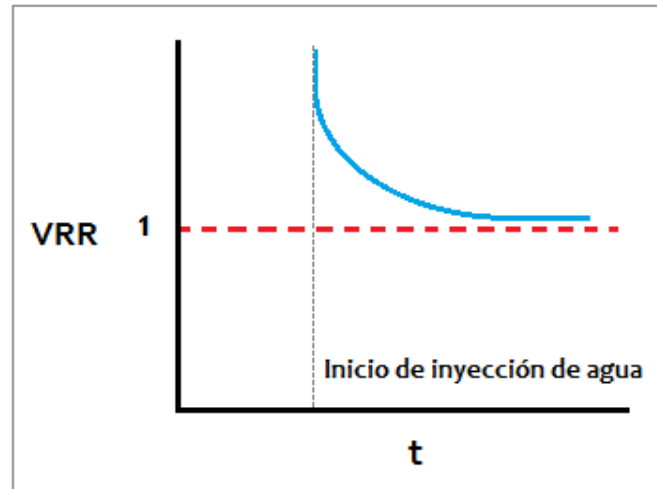
***GOR*** = Relación gas-aceite

***Rs*** = Gas en solución petróleo

---

<sup>6</sup> Schlumberger Holditch-Reservoir Technologies. Water Injection Efficiency Study. Texas, 2000.

Figura 25. Comportamiento ideal del Voidage Replacement Ratio



Fuente: Autores

### Comparación Antes Después – Gráfico ABC

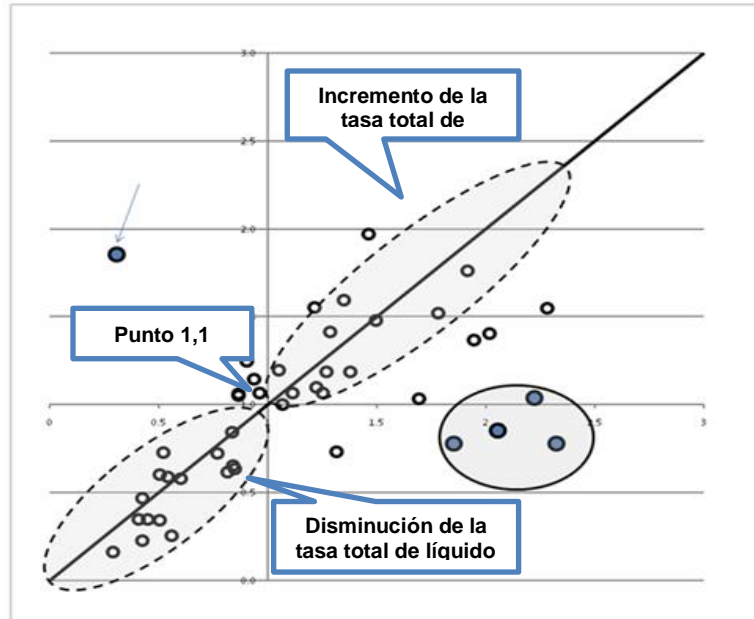
EL *After-Before-Compare Plot (ABC)* es una herramienta práctica y simple que permite visualizar y comparar el desempeño de la producción de los pozos de un campo en un periodo de tiempo determinado. Es fácil de desarrollar y su aplicación reduce el consumo de tiempo al tratar de identificar pozos con cambios importantes en la producción.

El gráfico se elabora utilizando datos de producción de los pozos de dos fechas diferentes y comparando la tasa de agua y de aceite entre dichas fechas. Se debe utilizar la misma fecha para todos los pozos en estudio. Se recomienda que el análisis se realice en lapsos cortos de 3 meses<sup>77</sup>, lo cual haga posible observar el cambio del rendimiento de cada pozo de manera detallada. No es aconsejable trabajar con periodos más cortos.

Realizar este gráfico es muy sencillo, se grafica en el eje X la relación entre la tasa actual previa de agua. En el eje Y se grafica la relación entre la tasa actual y la previa de aceite. Cada punto graficado representa un pozo y su ubicación respectiva en el gráfico indica el comportamiento que ha tenido a través del tiempo analizado (ver figura 26).

<sup>77</sup> TERRADO, M., YUDONO, S. and THAKUR, G. SPE 102200 Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. SEP Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas. 2006

Figura 26. Gráfico ABC para un campo



Fuente: [www.blogs.bakerhughes.com](http://www.blogs.bakerhughes.com) (modificado por autores)

Al observar los pozos se pueden identificar los siguientes comportamientos:

**Pozos sin cambio.** Son aquellos que se ubican dentro del área de la coordenada (1,1). En un flujo estable la mayoría de los pozos deberían encontrarse en dicho sector. En estos pozos no es necesario gastar tiempo ya que durante el tiempo transcurrido no ha cambiado significativamente su producción.

**Incremento de la tasa total de líquido.** Se encuentran a lo largo de la línea de pendiente de 45° y por encima de la coordenada (1,1). Estos pozos han respondido positivamente a la inyección de agua o a las condiciones del sistema de levantamiento artificial.

**Reducción de la tasa total de líquido.** Se ubican en la línea de 45° y por debajo de la coordenada (1,1). Representan pozos problemáticos y se deben buscar las posibles causas de los cambios en la producción; la reducción ésta puede ser ocasionada por problemas en el sistema de levantamiento, condiciones del reservorio, daños en la formación, etc. Estos pozos pueden ser objetivos para el diseño de trabajos para incrementar la producción.

**Incremento del corte de agua.** Lo presenta los pozos que se ubican por debajo de la línea de 45° en la parte derecha del gráfico. Aunque es común que el corte de agua aumente en el desarrollo de la inyección de agua, se debe prestar

atención a aquellos pozos que estén por fuera de la tendencia general, ya que la causa de este comportamiento puede ser la canalización.

**Reducción del corte de agua.** Se identifica en los pozos que se encuentran en la parte superior izquierda de la línea de 45°. No es común encontrar pozos en esta área.

### Índice de heterogeneidad – Cross Hair Plot

Corresponde a un método de análisis de los datos de producción, el cual cuantifica las irregularidades presentadas en el desempeño de un pozo con el fin de evaluar y monitorear la eficiencia de la producción. Este tipo de gráfico es muy útil, ya que permite identificar pozos específicos con rendimientos pobres o superiores, esto se logra al comparar valores individuales por pozo con valores promedio de una variable.

El Índice de heterogeneidad se define generalmente como sigue a continuación:

$$IH_{Fluid} = \left[ \frac{Fluid_{Cum_{well}}}{Fluid_{Cum_{Avg\ well}}}_t \right] \text{ para un tiempo } t = 1 \dots n \quad \text{ec. (8)}^8$$

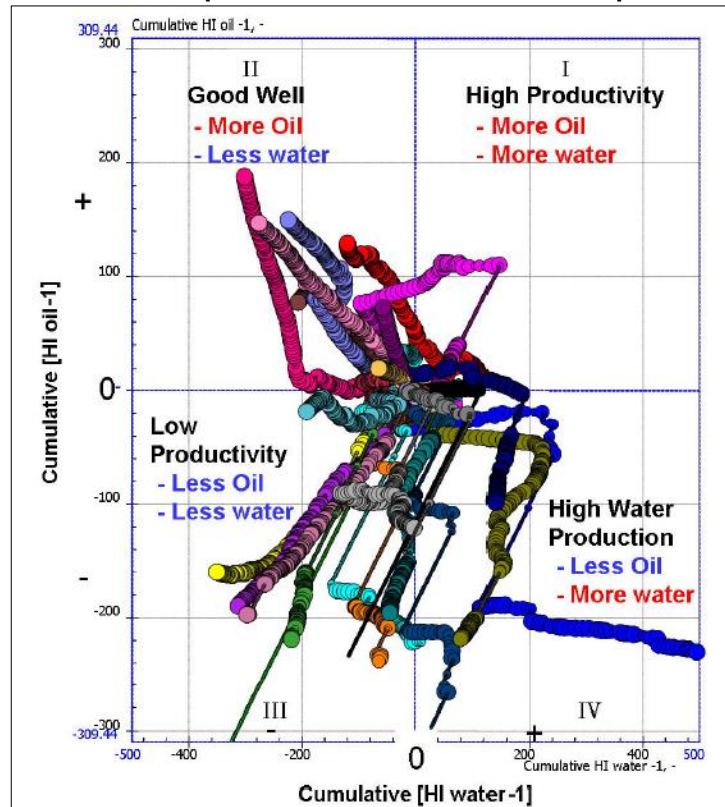
El IH puede ser calculado para cualquier tipo de tasa de producción de fluido; el fluido puede ser petróleo, gas, barriles de petróleo equivalente, líquido total, corte de agua y pueden ser valores de tasas o acumulativos. Un pozo con IH igual a 1.0 indica que su tasa de producción promedio no cambia, es decir, no es heterogéneo.

Para el desarrollo del método en este proyecto se extiende la aplicación de la definición dada por la (Ec. 9) a un análisis bidimensional al incluir el estudio simultáneo de la producción de aceite y de agua (insertando los parámetros  $IH_{oil} - 1$  y  $IH_{water} - 1$ , respectivamente). Al sustraer (-1) de la ecuación inicial de IH los pozos con tasas promedio de aceite o de agua tienen un valor de cero a un tiempo (t). También es importante tener en cuenta que al evaluar el IH acumulado se puede observar mejor el comportamiento individual de los pozos a lo largo del tiempo.

$$IH_{Fluid} - 1 = \left[ \frac{Fluid_{Cum_{well}}}{Fluid_{Cum_{Avg\ well}}}_t - 1 \right] \text{ para un tiempo } t = 1 \dots n \quad \text{ec. (9)}$$

<sup>8</sup> REESE, R.D. SPE 36604. Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 1996.

Figura 27. Modelo representativo del Cross Hair Plot para un campo



Fuente: SUGAI, K., and NISHIKIORI, N. SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Analysis.

En la figura 27 se puede apreciar un gráfico 2-D del índice de heterogeneidad acumulado ( $IH_{water-1}$  en el eje X y  $IH_{oil-1}$  en el eje Y) aplicado a un campo, donde la actividad inicia desde el centro (coordenada 0,0) y se proyecta a lo largo de cuatro trayectorias, dependiendo de la producción de agua y aceite que tengan los pozos con el paso del tiempo.

Dependiendo del cuadrante donde se ubiquen los pozos, éstos se pueden categorizar como sigue<sup>9</sup>:

**Cuadrante I.** Pozos de alta productividad, esto significa que a medida que el tiempo transcurre aumenta la producción de aceite y de agua.

**Cuadrante II.** Pozos de buen desempeño, con el paso del tiempo hay mayor producción de aceite y menos producción de agua.

<sup>9</sup> Ibid, p. --. SUGAI, K., and NISHIKIORI, N. SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Analysis. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Adelaide, Australia. 2006



**Cuadrante III.** *Pozos de baja productividad*, menos producción de agua y de aceite a medida que avanza el tiempo.

**Cuadrante IV.** *Pozos de pobre desempeño*, cuya producción de aceite disminuye y la del agua aumenta con el avance del tiempo.

Los pozos que estén ubicados en los cuadrantes I y II no serían objetos de estudios profundos, ya que su producción de aceite es incremental; aunque a diferencia de los pozos en el cuadrante II, los pozos del cuadrante I podrían ser candidatos a una intervención o programa de control de agua. Por otra parte, los pozos ubicados en los cuadrantes III y IV son pozos problemáticos debido a su bajo rendimiento y muy probablemente pueden ser candidatos a análisis detallados para determinar si es necesario realizar trabajos de workover y control de agua.

### **Mapas de burbuja**

En el cálculo de la inyección de agua teórica, los mapas del frente de inyección ayudaran a visualizar cuales son las áreas maduras y cuáles son las que necesitan más puntos de inyección de agua. Hay muchas suposiciones respecto al movimiento del fluido cuando se calcula el frente de inyección.

Los mapas de burbuja son herramientas que permiten visualizar de forma rápida el comportamiento de los pozos de una zona. Consisten en una representación de los cambios periódicos (generalmente cambios mensuales) sobre valores dinámicos de producción de aceite, agua, líquido o gas, inyección de fluidos, etc. Los mapas de burbuja permiten identificar tendencias, incoherencias o problemas potenciales del campo.

- **Mapa de GOR y Corte de agua.**

Este tipo de mapa es muy útil y fácil de obtener. Convencionalmente, el comportamiento del corte de agua y la relación gas-aceite (GOR) a través del tiempo han sido empleados para analizar y predecir la producción de agua y gas del pozo. Un aumento significativo del GOR puede indicar pobre eficiencia de la inyección de agua en el mantenimiento de la presión del pozo. Al obtener este mapa es importante considerar las áreas con bajo corte de agua (<70%) y alto GOR para establecerles una solución con alta prioridad. En estos casos la solución puede incluir el incremento de la tasa de inyección, la perforación de nuevos pozos inyectores o la conversión de productores a inyectores. También se



deben identificar las áreas con alto corte de agua (>95%) y GOR similar al  $R_s$ , ya que se debe revisar el bombeo de agua y si es necesario reducir la inyección de agua, especialmente en los casos donde es un recurso escaso.

- **Mapa de radio de drenaje e inundación.**

Por medio de esta representación gráfica se muestra la ubicación de los frentes de inundación. Este mapa permite la diferenciación visual entre las zonas de los reservorios que han y no han sido arrastradas por el agua inyectada. De igual manera puede ser empleado para identificar áreas que no han sido drenadas y pueden ser candidatas a la inyección.

Los radios de drenaje de aceite e inundación de agua se obtienen por medio de cálculos volumétricos.

El radio equivalente de drenaje de aceite ( $r_{ed}$ ) se calcula con la expresión:

$$r_{ed} = \sqrt{\frac{5.615 (Q_o B_o + Q_w B_w)}{\pi h \phi (1 - S_w - S_{or})}} Ec \quad (10)$$

Similarmente el radio equivalente del banco de agua ( $r_{wb}$ ) se expresa:

$$r_{wb} = \sqrt{\frac{5.615 (W_i B_w E_{inj})}{\pi h \phi (1 - S_{or} - S_{wc})}} Ec \quad (11)$$

Es necesario aclarar que los resultados obtenidos a partir de estos cálculos volumétricos no representan fielmente la realidad del yacimiento, ni como los fluidos son desplazados dentro del pozo; esto depende de varios factores como la geometría del reservorio y el flujo de agua hacia el pozo.

- **Tasa de aceite promedio.**

Permite evaluar la producción promedio de los pozos y al mismo tiempo realizar una comparación del desempeño de éstos.

- **Tasa de aceite acumulado**

Permite reconocer de manera rápida y eficaz cuales pozos han tenido mayor producción acumulada con el paso del tiempo.

### **Volumen inyectado vs. Factor de recobro**

Al representar gráficamente el comportamiento de estas dos variables es posible observar la verdadera influencia del fluido inyectado sobre el recobro obtenido; de igual manera permite estimar que recobro esperar o cuanto hace falta por recobrar.

### **Volumen inyectado vs. Corte de agua**

El volumen inyectado de agua influye directamente sobre la cantidad de agua producida en el pozo, el análisis de estas dos variables permiten visualizar y predecir la producción de agua y estimar alcances del límite económico. en sectores específicos del campo y observar oportunidades de mejora.

### **Corte de agua vs. Tiempo**

El comportamiento del corte de agua con el tiempo debe ser monitoreado para identificar señales de ruptura temprana.

### **Corte de agua vs. Recobro acumulado**

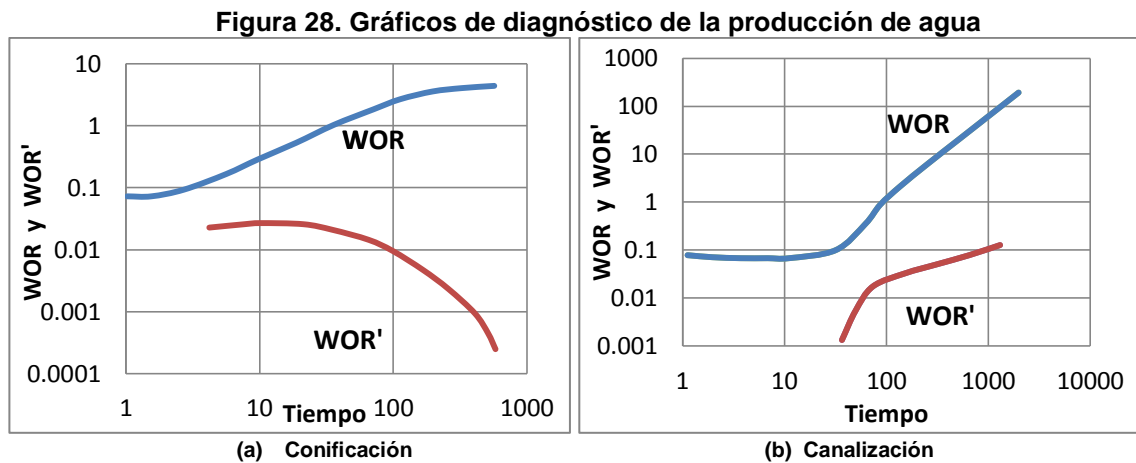
La curva del corte de agua vs. Recobro acumulado permite visualizar claramente el comportamiento de la producción durante la inyección de agua y facilita la extrapolación del límite económico del corte de agua para proyectar el recobro de aceite final debido a la inyección de agua.

### **Derivada WOR' – WOR vs. Tiempo.**

Normalmente el corte de agua o la relación agua-aceite (WOR) vs. Tiempo han sido usados para analizar y predecir la producción de agua. El gráfico de la derivada del WOR es muy útil en el diagnóstico del mecanismo de influjo de agua empleando sólo datos de producción de aceite y agua. Se usa principalmente para diferenciar la causa de la producción de agua, ya sea por conificación o

canalización. Esta representación, introducida por Chan, permite determinar el origen del influjo de agua al analizar los siguientes fenómenos:

- Para la **canalización**, la producción de agua en el frente de ruptura se incrementa rápidamente. En consecuencia el WOR aumenta relativamente rápido; la derivada del WOR muestra casi una pendiente positiva constante.
- Para la **conificación**, el incremento en la tasa del WOR es relativamente lento y el WOR se aproxima a un valor constante al final. La derivada del WOR' presenta pendiente negativa.



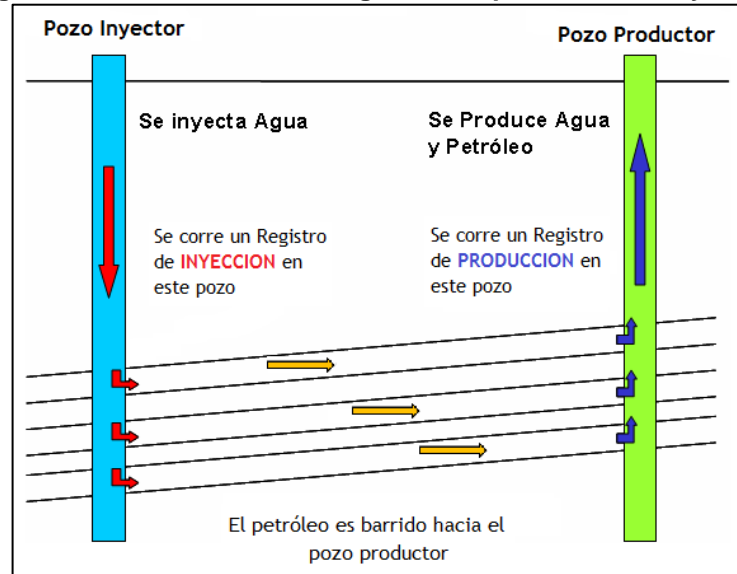
La Figura 28 representa los gráficos típicos de diagnóstico de agua, donde se observa la respuesta de la relación agua–petróleo (WOR) y su derivada (WOR') como función del tiempo: (a) para caso típico de producción de agua perjudicial y en (b) para caso típico de producción de agua beneficiosa.

### Production Logging Tool – PLT

Los registros de producción son realizados para determinar la dinámica y la naturaleza de los fluidos fluyendo en un pozo productor. Proporcionan información clave para maximizar la recuperación de los hidrocarburos en el yacimiento y de esta manera optimizar la producción. Los resultados obtenidos se pueden aplicar a los pozos vecinos, especialmente si son de naturaleza similar y pertenecen al mismo yacimiento. Entre otros beneficios, los PLT permiten principalmente:

- Evaluar la eficiencia del completamiento del pozo.
- Evaluar la efectividad de los tratamientos.
- Monitorear la inyección y producción de zonas.
- Detectar zonas ladronas, cemento canalizado.
- Determinar características del reservorio.

Figura 29. Naturaleza de los registros de producción e inyección



Fuente: Sondex. Generalidades de los registros de producción

Los registros de producción permiten investigar si el pozo está produciendo agua de inyección, si está respondiendo a la inyección de agua de acuerdo con lo previsto, verificar si algunas zonas están completamente inundadas de agua y de igual manera proporciona información mecánica del pozo.