

**DETERMINACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO  
DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS CORRESPONDIENTES AL ÁREA  
OCCIDENTE SOP ECOPETROL S.A.**



**PRESENTADO POR:**

**SERGIO HERNAN MONJE GORDO  
DIEGO FERNANDO TRIVIÑO ORTIZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2014**

**DETERMINACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO  
DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS CORRESPONDIENTES AL ÁREA  
OCCIDENTE SOP ECOPETROL S.A.**



**SERGIO HERNÁN MONJE GORDO  
DIEGO FERNANDO TRIVIÑO ORTIZ**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director: KELLY JOHANA OTÁLORA BAHAMÓN  
Ingeniera de Petróleos  
Co-director: MSc. JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
2014**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

**Director del proyecto**

---

**Co-director del proyecto**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

**Neiva, Noviembre de 2014**

## DEDICATORIA

*Este proyecto de grado como resultado de mi dedicación, esfuerzo y constancia durante mi vida universitaria es dedicado primordialmente a ese ser supremo, mi DIOS, que día a día llena mi vida de bendiciones, logros, sabiduría, apoyo y la mayor fortaleza para salir adelante en las adversidades y en los éxitos.*

*A mis amados padres Hernando Monje Vargas y Luz Nancy Gordo Valbuena a quienes con su apoyo, educación y amor incondicional me condujeron a cumplir este gran sueño de convertirme en un Ingeniero de Petróleos y me han formado en la persona que hoy soy. A mi hermana Andrea Monje por su apoyo, amor y a quien tomo como ejemplo por su responsabilidad y disciplina en cumplir las metas propuestas. A mi hermana Daniela Monje por su compañía y amor incondicional en cada momento de mi vida.*

*Agradezco a la ingeniera Kelly Johana Otálora por la oportunidad y el apoyo que nos brindó para llevar a cabo y sacar adelante este proyecto, al profesor Jairo Sepúlveda quien con su tiempo, dedicación y enseñanza nos guio de la mejor manera para el desarrollo de esta tesis.*

*Finalmente agradezco a todas las personas y compañeros quienes han contribuido en mi formación académica y que con gran esfuerzo y dedicación compartieron conmigo.*

**Sergio Hernán Monje G.**

## DEDICATORIA

*Este trabajo de grado realizado con esfuerzo, dedicación y constancia durante el tiempo de mi vida como universitario es dedicado a ese ser amable, incondicional, todo poderoso, mi Dios, quien día a día me dio la energía, la paciencia, la sabiduría y me guio por el mejor camino para saber pasar los obstaculos y lograr las metas que he alcanzado.*

*A mis queridos padres Diego Triviño Hernández y Adriana Ortiz Ortiz quienes con sus enseñanzas, su educación e inmensa paciencia supieron transmitirme su experiencia y me condujeron por un camino ético y de bien, que hoy en día me tienen graduándome como Ingeniero de Petróleos, un buen hijo, deportista y buen Ciudadano. A mi hermana Adriana Marcela Triviño Ortiz quien con su amor incondicional fue un punto de apoyo muy importante en momentos difíciles.*

*Agradezco a la ingeniera Kelly Johana Otálora por la oportunidad y el apoyo que nos brindó para llevar a cabo y sacar adelante este proyecto, al profesor Jairo Sepúlveda quien con su tiempo, dedicación y enseñanza nos guio de la mejor manera para el desarrollo de esta tesis.*

*Por ultimo agradezco a todos mis amigos, compañero, profesores, entrenadores y a mi familia quienes han contribuido con sus enseñanzas y cariño en transición camino como persona y profesional.*

**Diego Fernando Triviño O.**

## TABLA DE CONTENIDO

Lista de Figuras.....	9
Lista de Tablas.....	10
Nomenclatura.....	11
RESUMEN.....	12
ABSTRACT.....	13
1. GENERALIDADES.....	14
1.1. INTRODUCCIÓN.....	14
1.2. OBJETIVOS.....	15
1.3. UBICACIÓN DEL ÁREA OCCIDENTE.....	16
2. GEOLOGÍA.....	17
2.1. Estratigrafía y Estructura del Área Occidente.....	17
2.1.1. Componente Estratigráfico.....	17
2.1.2. Componente Estructural.....	19
3. YACIMIENTOS ÁREA OCCIDENTE.....	21
3.1. Yacimiento Productivo del Área Occidente.....	21
3.2. Información de yacimientos requerida ÁREA OCCIDENTE.....	22
3.2.1. CAMPO CHURUYACO.....	23
3.2.1.1. Generalidades del Campo Churuyaco.....	23
3.2.1.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos.....	23
3.2.1.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca.....	23
3.2.1.2.2. Análisis PVT de los Fluidos.....	24
3.2.1.3. Petróleo Original in Situ y Reservas.....	24
3.2.2. CAMPO SAN ANTONIO.....	24
3.2.2.1. Generalidades del Campo San Antonio.....	24
3.2.2.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos.....	25
3.2.2.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca.....	25
3.2.2.2.2. Análisis PVT de los Fluidos.....	26
3.2.2.3. Petróleo Original in Situ y Reservas.....	26
3.2.3. CAMPO SUCUMBÍOS.....	26
3.2.3.1. Generalidades del Campo Sucumbios.....	26
3.2.3.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos.....	27
3.2.3.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca.....	27
3.2.3.2.2. Análisis PVT de los Fluidos.....	27
3.2.3.3. Petróleo Original in Situ y Reservas.....	28
3.2.4. CAMPO CARIBE.....	28
3.2.4.1. Generalidades del Campo Caribe.....	28
3.2.4.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos.....	29
3.2.4.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca.....	29
3.2.4.2.2. Análisis PVT de los Fluidos.....	29
3.2.4.3. Petróleo Original in Situ y Reservas.....	30
3.2.5. CAMPO SUCIO.....	30
3.2.5.1. Generalidades del Campo Sucio.....	30
3.2.5.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos.....	31
3.2.5.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca.....	31

3.2.5.2.2. Análisis PVT de los Fluidos.....	31
3.2.5.3. Petróleo Original in Situ y Reservas.....	31
3.2.6. CAMPO QURIYANA.....	31
3.2.6.1. Generalidades del Campo Quriyana.....	31
3.2.6.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos.....	32
3.2.6.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca.....	32
3.2.6.2.2. Análisis PVT de los Fluidos.....	32
3.2.6.3. Petróleo Original in Situ y Reservas.....	33
4. COMPORTAMIENTO DEL CAMPO.....	34
4.1. Historia de Producción de Yacimiento.....	34
4.1.1. Campo Churuyaco.....	34
4.1.2. Campo San Antonio.....	37
4.1.3. Campo Sucumbíos.....	40
4.1.4. Campo Caribe.....	43
4.1.5. Campo Sucio.....	46
4.1.6. Campo Quriyana.....	49
4.2. Historia de Presión de los Yacimientos.....	51
4.2.1. Campo Churuyaco.....	51
4.2.2. Campo San Antonio.....	52
4.2.3. Campo Sucumbíos.....	53
4.2.4. Campo Caribe.....	54
4.2.5. Campo Sucio.....	55
4.2.6. Campo Quriyana.....	55
5. PRODUCCIÓN DE AGUA.....	56
5.1. Intrusión de Agua.....	56
5.1.1. Flujos de Agua en Yacimientos.....	56
5.1.1.1. Regímenes de Flujo.....	56
5.1.1.2. Geometría de Flujo.....	58
5.1.2. Orígenes de la Producción Excesiva de Agua.....	59
5.1.3. Problemas Cercanos al Pozo de Producción Excesiva de Agua.....	59
5.1.4. Problemas de Producción Excesiva de Agua Relacionados al Yacimiento.....	60
5.1.4.1. Conificación y Formación de Crestas o Cúspide.....	60
5.1.4.2. Canalización o Digitación.....	61
5.1.5. Técnicas de Diagnóstico de Producción de Agua.....	61
5.1.5.1. Gráficos de Diagnóstico para el Control de Agua (Método de Chan).....	61
6. APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE DIAGNOSTICO PARA PRODUCCION EXCESIVA DE AGUA.....	64
6.1. Aplicación de Técnicas de Diagnóstico para el Control de Agua (Método de Chan).....	64
6.1.1. Campo Churuyaco.....	64
7. DETERMINACIÓN DE TASAS CRÍTICAS Y TIEMPOS DE RUPTURA.....	67
7.1. Tasa Crítica de Producción.....	67
7.2. Tiempo de Ruptura.....	67
7.3. Correlaciones de Tasa Crítica en Pozos Verticales.....	68
7.4. Correlaciones de Tiempo de Ruptura.....	69
7.5. Cálculo de Tasas Críticas.....	71
7.5.1. Método de Meyer y Garder.....	72

7.5.2. Método de Schols.....	72
7.6. Cálculo de Tiempos de Ruptura.....	73
7.6.1. Método de Sobocinsky y Cornelius.....	74
7.6.2. Método de Bournazel y Jeanson.....	75
8. ESTUDIO DE CURVAS IPR Y TASAS CRITICAS.....	78
8.1. Curvas IPR.....	78
8.2. Métodos y Ecuaciones.....	78
8.3. Construcción de Curvas IPR.....	79
8.4. Determinación del Daño y su influencia en el comportamiento de la curva IPR...84	
8.5. Comparación de curvas IPR a partir de datos de presiones medidos a distintos tiempos.....	85
8.6. Caídas de Presión Esperadas con las Tasas Críticas de Producción.....	88
8.7. Comparación de las Tasas Críticas con las Tasas Reales de Campo.....	90
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>92</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>95</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>96</b>

## Lista de Figuras

Figura 1. Mapa de ubicación del Área Occidente.....	16
Figura 2. Columna Estratigráfica cuenca del Putumayo.....	18
Figura 3. Mapa en profundidad al tope de la formación Caballos.....	20
Figura 4. Historia de producción Campo Churuyaco.....	35
Figura 5. Historial de Producción Campo San Antonio.....	38
Figura 6. Historial de Producción Campo Sucumbios.....	41
Figura 7. Historial de Producción Campo Caribe.....	44
Figura 8. Historial de Producción Campo Sucio.....	47
Figura 9. Historial de Producción Campo Quriyana.....	49
Figura 10. Comportamiento historia de presión Campo Churuyaco.....	51
Figura 11. Comportamiento historia de presión Campo San Antonio.....	52
Figura 12. Comportamiento historia de presión Campo Sucumbios.....	53
Figura 13. Comportamiento historia de presión Campo Caribe.....	54
Figura 14. Comportamiento historia de presión Campo Quriyana.....	55
Figura 15. Declinamientos de presión bajo diferentes regímenes de flujo.....	58
Figura 16. Tipo de Geometrías de Flujo.....	58
Figura 17. Problemas Cercanos al Pozo Intrusión de Agua.....	60
Figura 18. Conificación y formación de Cresta o Cúspide.....	60
Figura 19. Canalización por zonas de alta permeabilidad.....	61
Figura 20. Comparación entre WOR para Conificación y Canalización de agua.....	62
Figura 21. Curvas WOR y WOR` para canalización multicapa.....	62
Figura 22. Curvas WOR y WOR` para conificación.....	63
Figura 23. Gráfico de diagnóstico para producción excesiva de agua. Pozo Churuyaco-3.....	64
Figura 24. IPR para yacimiento con mecanismo de empuje gas en solución. Vogel.....	78
Figura 25. Ultimo paso de la construcción de Curva IPR Pozo Caribe-5.....	80
Figura 26. Curva IPR Pozo Churuyaco-3.....	81
Figura 27. Curva IPR Pozo San Antonio-2.....	81
Figura 28. Curva IPR Pozo San Antonio-14.....	82
Figura 29. Curva IPR Pozo Sucumbios-5.....	82
Figura 30. Curva IPR Pozo Caribe-7.....	82
Figura 31. Curva IPR Pozo Caribe-8.....	83
Figura 32. Curva IPR Pozo Sucio-1.....	83
Figura 33. Curva IPR Pozo Quriyana-1.....	83
Figura 34. Comportamiento de curva IPR teniendo en cuenta el daño.....	85
Figura 35. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Churuyaco-3.....	85
Figura 36. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo San Antonio-2.....	86
Figura 37. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo San Antonio-14.....	86
Figura 38. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Sucumbios-5.....	86
Figura 39. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Caribe-5.....	87
Figura 40. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Caribe-7.....	87
Figura 41. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Caribe-8.....	87
Figura 42. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Sucio-1.....	88
Figura 43. Esquema de barras comparativo entre tasas críticas calculadas y tasas reales...90	90

## Lista de Tablas

Tabla 1. Generalidades del Campo Churuyaco.....	23
Tabla 2. Datos petrofísicos del Campo Churuyaco.....	23
Tabla 3. Resultados de pruebas PVT. Campo Churuyaco.....	24
Tabla 4. Resumen de Reservas y POIS Campo Churuyaco.....	24
Tabla 5. Generalidades del Campo San Antonio.....	25
Tabla 6. Datos petrofísicos del Campo San Antonio.....	25
Tabla 7. Resultados de pruebas PVT. Campo San Antonio.....	26
Tabla 8. Resumen de Reservas y POIS Campo San Antonio.....	26
Tabla 9. Generalidades del Campo Sucumbios.....	27
Tabla 10. Datos petrofísicos del Campo Sucumbios.....	27
Tabla 11. Resultados de pruebas PVT. Campo Sucumbios.....	27
Tabla 12. Resumen de Reservas y POIS Campo Sucumbios.....	28
Tabla 13. Generalidades del Campo Caribe.....	29
Tabla 14. Datos petrofísicos del Campo Caribe.....	29
Tabla 15. Resultados de pruebas PVT. Campo Caribe.....	29
Tabla 16. Resumen de Reservas y POIS Campo Caribe.....	30
Tabla 17. Generalidades del Campo Sucio.....	30
Tabla 18. Datos petrofísicos del Campo Sucio.....	31
Tabla 19. Resultados de pruebas PVT. Campo Sucio.....	31
Tabla 20. Generalidades del Campo Quriyana.....	32
Tabla 21. Datos petrofísicos del Campo Quriyana.....	32
Tabla 22. Resultados de pruebas PVT. Campo Quriyana.....	33
Tabla 23. Potencial Pozo Churuyaco-3. Campo Churuyaco.....	34
Tabla 24. Potencial Pozo San Antonio-2, 7, 11 y 14. Campo San Antonio.....	37
Tabla 25. Potencial Pozo Sucumbios-5. Campo Sucumbios.....	40
Tabla 26. Potencial Pozo Caribe-5,7 y 8. Campo Caribe.....	43
Tabla 27. Potencial Pozo Sucio-1. Campo Sucio.....	46
Tabla 28. Regímenes de Flujo en el Yacimiento.....	57
Tabla 29. Resultados de la aplicación de técnica de diagnóstico por el Método de Chan para los pozos activos correspondientes al Área Occidente.....	66
Tabla 30. Propiedades para el cálculo de tasa crítica de producción, pozo Churuyaco-3...72	72
Tabla 31. Resultados de tasas críticas de producción. Pozos activos.....	73
Tabla 32. Propiedades para el cálculo de tiempos de ruptura, pozo Churuyaco-3.....	73
Tabla 33. Resultados de tiempos de ruptura a partir de tasas críticas de producción. Pozos activos.....	76
Tabla 34. Resultados de tiempos de ruptura a partir de tasas reales de producción. Pozos activos.....	77
Tabla 35. Tasas de petróleo calculadas utilizando el Método de Vogel. Pozo Caribe-5.....	80
Tabla 36. Datos para construcción de curvas IPR. Pozos Activos, Área Occidente.....	81
Tabla 37. Resultados de cálculo del daño para los pozos activos. A. Occidente.....	84
Tabla 38. Datos de presiones y caudales a distintas fechas comparacion de curvas IPR...85	85
Tabla 39. Caídas de Presión calculadas a partir de tasas críticas. Pozos activos.....	89
Tabla 40. Comparación entre tasas críticas y tasas producidas. Pozos activos.....	90

## Nomenclatura

$B_o$	Factor volumétrico de formación del petróleo, BY / STB
$h_p$	Intervalo de perforado, pies (ft)
$h = h_o$	Espesor neto petrolífero, pies (ft)
$K_o$	Permeabilidad efectiva, milidarcys (md)
$K_h$	Permeabilidad horizontal, md
$K_v$	Permeabilidad vertical, md
$(K_{ro})_{Swc}$	Permeabilidad relativa al petróleo a saturación de agua connata, adimen.
$(K_{rw})_{Sor}$	Permeabilidad relativa al agua a saturación de petróleo residual, adimen.
$M$	Relación de movilidad agua – petróleo
$q$	Tasa de producción de petróleo, STB / día
$q_c$	Tasa crítica de producción de petróleo, STB / día
$q_{omax}$	Tasa de producción de petróleo máxima, STB / día
$Pr$	Presión de yacimiento, Psi
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyente, Psi
$\Delta P$	Caída de Presión, Psi
$\Delta P_c$	Caída de presión a tasa crítica de producción de petróleo, Psi
$J = IP$	Índice de Productividad
$r_e$	Radio de drenaje, ft
$r_w$	Radio del pozo, ft
$S_{wc}$	Saturación de agua connata, fracción
$S_{or}$	Saturación de petróleo residual, fracción
$t_{BT}$	Tiempo de ruptura, días
$(tD)^{BT}$	Tiempo adimensional de ruptura para la correlación de tiempo de ruptura
$(tD)_{SC}^{BT}$	Tiempo adimensional para la correlación de tiempo de ruptura de Sobocinski-Cornelius
$(tD)_{BJ}^{BT}$	Tiempo adimensional para la correlación de tiempo de ruptura de Bournazel-Jeanson.
$Z$	Altura adimensional del cono
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo, centipoise (cp)
$\mu_w$	Viscosidad del agua, centipoise (cp)
$\rho_o$	Densidad del petróleo, gr / cc
$\rho_w$	Densidad del agua, gr / cc
$\phi$	Porosidad, fracción

### Subíndices

$BT$	ruptura (Breakthrough)
$c$	Crítica
$D$	adimensional (Dimensionless)
$H$ y $V$	Horizontal y Vertical
$o$ y $w$	petróleo (oil) y Agua (water)
$p$	Perforado
máx.	Máximo

## RESUMEN

Esta tesis de Ingeniería de Petróleos, particularmente en el área de producción y yacimientos, presenta la determinación de la tasa crítica de producción de petróleo en los pozos de los campos correspondientes al área occidente SOP Ecopetrol, convirtiéndose en un estudio de suma importancia a las necesidades de la industria petrolera ya que se identifican problemas a medida que se produce petróleo, generando cambios en el sistema, creando zonas de inestabilidad y facilitando la producción de fluidos indeseables hacia el pozo, provocando producción excesiva de agua, sobreexplotación de arenas productoras, deficiencias proyectadas en el recobro final y sobretodo repercutiendo en los costos de operación.

Calculando la tasa crítica de producción de petróleo y posteriormente tiempos de ruptura utilizando correlaciones y por medio de técnicas de diagnóstico para el control de agua se podrá determinar pozos con problemas de sobreexplotación y determinar causas por las que producen altos volúmenes de agua, analizando y tomando como referencia la ubicación de los campos Churuyaco, San Antonio, Sucumbíos, Caribe, Sucio y Quriyana, la estratigrafía y estructura del Área occidente, historias de producción, historias de presión, parámetros petrofísicos y de fluidos.

Información que es facilitada a través de las áreas de producción y yacimientos de la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP) Ecopetrol S.A. Con base a la información de campo y de laboratorio.

Por último se analiza los valores de las tasas críticas con curvas IPR, causas de los problemas de alta producción de agua y los resultados referidos a las tasas críticas que experimenta cada pozo obtenidos por las correlaciones, dando valores muy bajos que no es económicamente rentable producirlas a estas tasas.

## ABSTRACT

This thesis of Petroleum Engineering, particularly in the area of production and reservoir presents the determination of the critical oil production rate in the wells of the fields for the Área Occidente SOP Ecopetrol , becoming a critical study of the needs of the oil industry and problems are identified as oil is produced , generating changes in the system , creating unstable zones that make easier the undesirable fluids flow toward the well, causing excessive water production, overproduction from reservoirs, projected ultimate recovery deficiencies and especially increasing in the operating costs.

Calculating the critical oil production rate and later times of rupture using correlations and through diagnostic techniques for the control of water it will be possible to determine wells with overproduction problems and causes for producing high volumes of water, analyzing and taking reference the location of the Churuyaco , San Antonio, Sucumbios, Caribbean , Dirty and Quriyana fields, stratigraphy and structure of the Área Occidente , production history ,pressure history, fluid and petrophysical parameters.

Data which is provided through the production and reservoirs areas of the Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP) Ecopetrol S.A. With base to the data of laboratory and oilfield.

Finally critical rates with IPR curves are analyzed, causes of the problems of high water production and the results for the critical rates experienced by each well by the correlations obtained is analyzed, giving very low values is not economically profitable to produce these rates.

# 1. GENERALIDADES

## 1.1. INTRODUCCIÓN

Debido a la problemática mundial que tienen muchos campos y yacimientos de la sobreexplotación de petróleo y la diversidad de razones que pueden originar estos problemas, es de interés e importante conocer diferentes parámetros y soluciones que condicionen y puedan mitigar el resultado de un problema muy común en la industria del petróleo como lo es la producción excesiva de agua debido a la sobreexplotación de dichos campos petrolíferos. Desde el inicio de la vida productiva de un campo petrolero, los fluidos presentes en el yacimiento afectan todas sus etapas, desde la exploración hasta el abandono del campo pasando por el desarrollo y la producción del mismo. El conocimiento del comportamiento de flujo dentro de la formación y las posibles soluciones a problemas que puedan presentarse, constituye un componente fundamental dentro de la ingeniería de petróleos.

Durante el periodo de explotación de un campo petrolífero, es común que el agua se convierta en el fluido más abundante de la producción. Ésta situación trae consigo varios inconvenientes que afectan el tiempo del proceso, la eficiencia del mismo y especialmente su economía debido a los altos costos asociados. No solo se debe incurrir en costos llevando a superficie el fluido indeseado, sino que también se debe encontrar la forma más económica de “deshacerse” de éste, siendo así el tratamiento y la disposición del agua el siguiente paso en el problema una vez ésta se haya producido.

Por lo que la principal causa del declive económico en muchos de los pozos de petróleo es debido al alto corte de agua. En los últimos años, el aumento de la producción de agua en relación al petróleo, se ha convertido en un problema cada vez más difícil de controlar. Las empresas petroleras han buscado, sin éxito, diversos métodos y técnicas para disminuir la alta producción de estos fluidos indeseables, a fin de reducir los costos operativos que estos ocasionan.

Muchos han sido los estudios e investigaciones desarrolladas en relación al cálculo de la tasa crítica. Cuando se enfrentan problemas relacionados al yacimiento como conificación, canalización por capas de alta permeabilidades y problemas cercanos al pozo, es necesario saber tres cosas esencialmente. Ante todo, cual es la máxima tasa de producción de petróleo a la cual el pozo puede ser producido sin que se presenten problemas de aumento en el corte de agua, que es lo que se conoce como tasa crítica. Si las condiciones económicas ameritan la producción del pozo por encima de la tasa crítica, entonces es necesario saber dos cosas adicionales; el tiempo de ruptura de estos fluidos en el pozo y cuál será el comportamiento del corte de agua después de la ruptura.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

- Determinar las tasas críticas de producción de los pozos de los campos Churuyaco, San Antonio, Sucumbíos, Caribe, Sucio y Quriyana correspondientes al Área Occidente. SOP ECOPETROL. S.A.

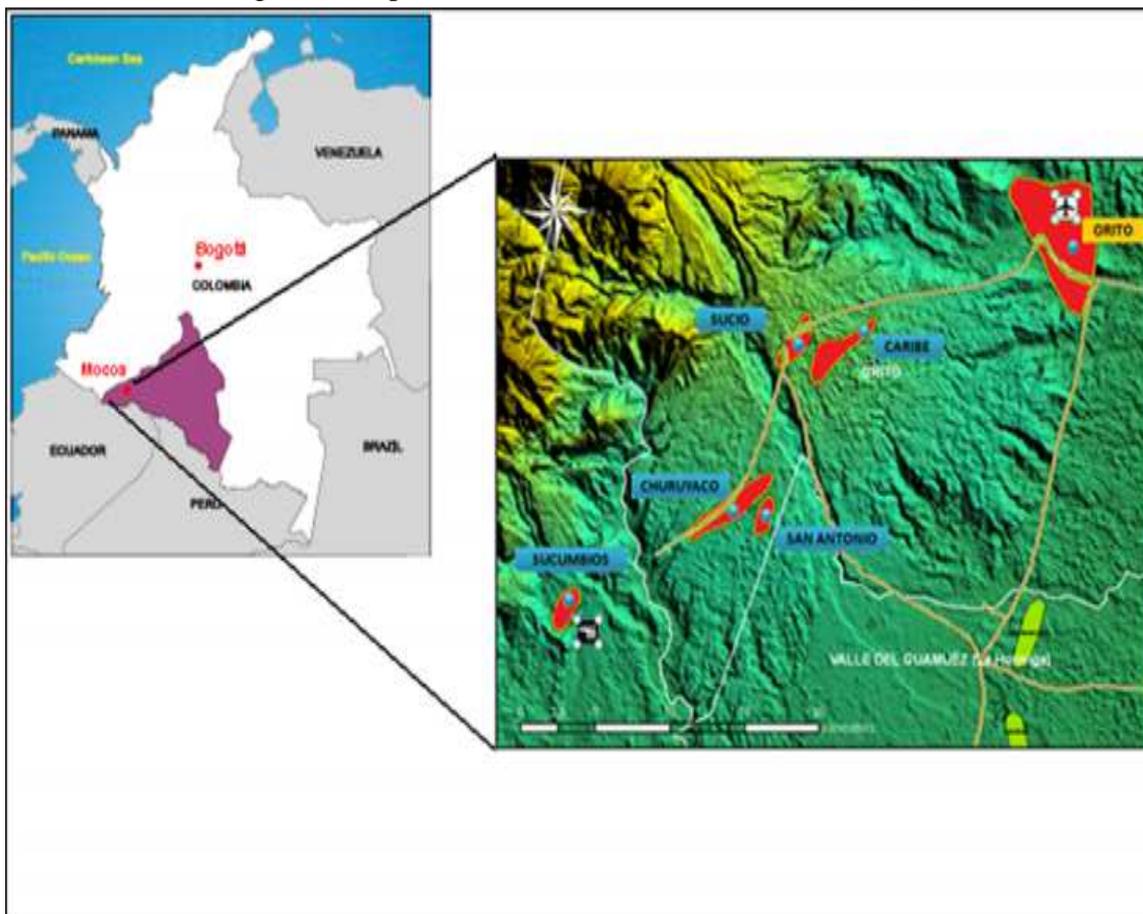
### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recolectar, analizar y validar la completa y necesaria información de los pozos de los campos Churuyaco, San Antonio, Sucumbíos, Caribe, Sucio y Quriyana correspondientes al Área Occidente.
- Analizar los datos de producción e identificar los posibles pozos que posean problemas de sobreexplotación.
- Hacer una descripción petrofísica de los campos a través de la recopilación de datos referidos a las características de los fluidos y la roca.
- Calcular tasas críticas de producción y tiempos de ruptura para los pozos mediante diferentes métodos.
- Diagnosticar y evitar posibles problemas relacionados con el yacimiento como la conificación y la digitación, y problemas cercanos del pozo como filtraciones en el casing, canales detrás del casing y ruptura de barreras que generan producción excesiva de agua en los pozos a estudiar mediante la técnica de diagnóstico del método de Chan.

### 1.3. UBICACIÓN DEL ÁREA OCCIDENTE

El área Occidente de la Gerencia Sur, con una extensión de 40.282 Has, está ubicada cerca de la frontera con Ecuador, dentro de las jurisdicciones municipales de Ipiales, Orito y Valle del Guamués (La Hormiga) en los departamentos del Putumayo y Nariño, 20 Km al suroccidente del municipio de Orito. Dentro de esta área se encuentran los campos Churuyaco, San Antonio, Sucumbíos, Caribe, Sucio, Quriyana.

Figura 1. Mapa de ubicación del Área Occidente (GRS).



Fuente: Formation Damage Modeling Improves Well Candidate Selection and Stimulation Treatment Design in Western Area Putumayo Basin, Colombia. SPE 152400.

Geográficamente, los campos Caribe y Sucio se encuentran a aproximadamente 20 kilómetros al Suroccidente del municipio de Orito cerca a las veredas Campo Bello, Silvania y la Belleza. Los campos Churuyaco y San Antonio están ubicados aproximadamente a 40 kilómetros al Suroccidente del Campo Orito y el Campo Churuyaco en proximidades de la vereda Jardines de Sucumbios.

## 2. GEOLOGÍA

### 2.1. Estratigrafía y Estructura del Área Occidente

#### 2.1.1. Componente Estratigráfico

La cuenca del Putumayo en Colombia, la de Oriente en Ecuador y la de Marañón en Perú hacen parte de la gran Cuenca de Oriente. Las unidades estratigráficas han recibido denominaciones diferentes en cada país, sin tenerse en cuenta las recomendaciones del Código de Nomenclatura Estratigráfica Internacional. La sección estratigráfica estudiada con mayor detalle en la parte colombiana corresponde al ciclo sedimentario Cretáceo y Terciario; muy poca atención se le ha dado al Jurásico (formación Saldaña - Motema) y la parte Pre - Jurásica es completamente desconocida (solo las publicaciones ecuatorianas tienen información sobre ella) y su presencia en el Putumayo es una incógnita. Esto refleja el interés sólo desde el punto de vista de prospección de hidrocarburos que se le ha dado a la cuenca, concentrado en el Cretáceo y el Terciario (Figura 2).

La sección sedimentaria estudiada (Cretáceo - Terciario - Cuaternario), se espesa hacia el Occidente y se acuña al Oriente, contra el basamento. Los máximos espesores perforados en la cuenca son del orden de 11651' (pozo Evelin-1), en la zona central de la cuenca. El fallamiento andino del Mioceno y del Reciente, ha levantado el sector occidental de la cuenca, produciendo erosión de la sección sedimentaria. Muy probablemente, hacia el Occidente, el espesor de los sedimentos superó los 14000 pies, antes del último levantamiento andino.

El basamento Jurásico representado por la formación Motema que corresponde a la formación Saldaña del Valle Superior del Magdalena aflora ampliamente en el sector del piedemonte y está constituido por una secuencia de rocas vulcano-sedimentarias y porfiríticas; con espesor aproximado de 1500 pies.

Supra-yacente en discordancia angular se encuentra la formación Caballos del Cretáceo que aflora en varios sitios a lo largo del piedemonte. Durante el Cretáceo Temprano la cuenca del Putumayo, se encontraba emergida, sujeta a procesos erosivos; en el Aptiano, se inicia un gran ciclo transgresivo, con pequeñas caídas del nivel del mar, que da origen a la deposición de las formaciones Caballos y Villeta. Durante el Maestrichtiano termina este evento transgresivo, presentándose la retirada del mar y dando origen a la deposición de la formación Rumiyaco; el área de aporte de los sedimentos era el Escudo Guayanés. La formación Caballos está constituida por una secuencia de areniscas intercaladas con lutitas y algunas delgadas láminas de carbón. Las capas arenosas son predominantemente cuarzo-arenitas, los feldespatos no sobrepasan el 5% y otros minerales se presentan como accesorios. Las capas de lutitas son grises oscuras. El tope de la formación está constituido por una arenisca glauconítica. El espesor de la formación Caballos decrece de Occidente a Oriente, donde se acuña contra el basamento; los mayores espesores se localizan en el sector suroccidental, presentando un máximo de 527' (pozo Gavilán-1<sup>a</sup>).

Figura 2. Columna Estratigráfica cuenca del Putumayo.

Periodo	Formación	Litología	Espesor ft.	Descripción
TERCIARIO	Caimán Guamues		250'	Abanicos Aluviales Areniscas- Conglomerados
	Ospina		5.400'	Arcillas y areniscas Ambiente lacustre somero
	Grupo Orito	Orito-Belén		Lutitas Intercalaciones de areniscas arcillosas
		Orteguaza	450'	Lutitas verdes, fisibles con intercalaciones de arcillolitas arenosas. Amb. continental
	Pepino		1.350'	Principalmente arcillolitas Conglomerados en la base y tope. Amb. continental
	Rumiyaico		1.800'	Arcillolitas grises y rojas con intercalaciones de areniscas finas Transicional Marino-Continental
CRETACEO	Villeta		1.060'	Lutitas gris oscuras, limosas y calcareas.  Calizas pardo oscuras, micríticas, fosilíferas.  Arenisca finas, poco desarrolladas.  Ambiente Marino con pulsaciones continentales
	Caballos		220'	Arenisca color pardo, gris parduzca y gris oscura, grano fino a medio, glauconíticas.
JURASICO	Motema		?	Lutitas grises oscuras a negras.
	Batolito de Mocoa			Ambiente Fluvio - Deltaico
	Payande (?)			
Pre-Camb.	Basamento cristalino			

Fuente: Ecopetrol 2012

A partir de la información de pozos es muy difícil separar el grupo Orito-Belén y la formación Ospina, sumado a la poca importancia que tiene desde el punto de vista de roca almacén para hidrocarburos. Se depositaron en un ambiente continental a transicional. El contacto inferior con la Formación Orteguaza es discordante y el superior con los depósitos cuaternarios debe ser también discordante.

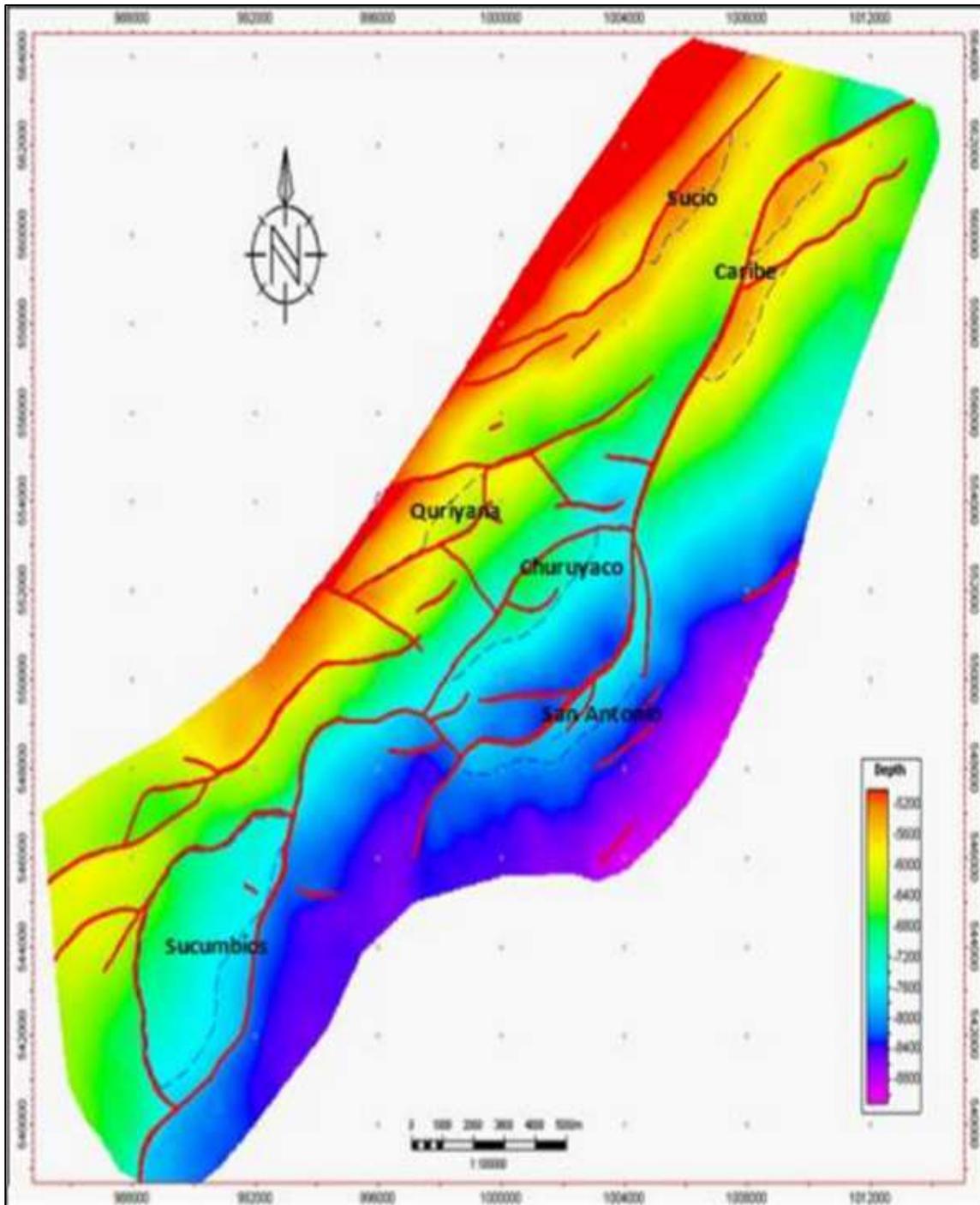
### **2.1.2. Componente Estructural**

La prospección de hidrocarburos en la cuenca del Putumayo se ha enfocado en la búsqueda de trampas de tipo estructural en las formaciones Caballos, Villeta y Pepino; esta última en el sector de los campos Orito y Acaé. La cuenca del Putumayo es de tipo foreland y tiene dos estilos estructurales diferentes: el primero, de edad pre – Eocena, ubicado al oriente del sistema de fallas Orito, Loro y Hormiga, caracterizado por un fallamiento de poco desplazamiento y baja deformación, asociado a una inversión tectónica y dirección preferencial NNE-SSW; el segundo corresponde al sector occidental de la cuenca donde se evidencia una tectónica más activa donde se produjeron fallamientos inversos, con varios pulsos y/o reactivaciones de fallas. Esta área fue afectada durante la orogenia andina y es donde se encuentra el mayor número de campos. En el área de Churuyaco-Sucumbíos el entrapamiento es principalmente de tipo estructural pero con un componente estratigráfico importante. La roca almacenadora corresponde a la formación Caballos y la roca sello la constituyen las lutitas basales de la formación Villeta.

En 2011 con el CIROP (Centro para el Incremento del Factor de Recobro y Optimización de la Producción) se hizo una definición del modelo estructural de cada uno de los campos en el área Occidente. Adicionalmente se integró la interpretación sísmica 2D para cerrar las estructuras de campos como Quriyana, Tinkhana y se definieron las áreas de Near Field Exploration (NFE). El patrón de fallamiento predominante para el área de estudio tiene una dirección de rumbo Noreste – Suroeste y todos los campos del área Occidente hacen parte del mismo tren estructural y de producción (Figura 3). El sistema de fallas en esta área tiene en general menor longitud del trazo de falla y un salto menor comparativamente con el tren Orito-Loro-Acaé; predominantemente las fallas son inversas y la dirección de buzamiento es diferente de una falla a otra.

En general, se puede decir que las estructuras de los campos del área Occidente van variando de NE (estructuralmente la más alta) a SW (estructuralmente la más baja) y son afectadas por un sistema de fallas con tendencia NE a SW. La formación Caballos varía en un rango de profundidad entre -4000 ft (área de Quriyana) a -9100 ft (área de San Antonio). La geometría de las estructuras es en general de anticlinales o monoclinales limitados por fallas inversas de alto ángulo.

Figura 3. Mapa en profundidad al top de la formación Caballos



Fuente: Ecopetrol 2012

### **3. YACIMIENTOS DEL ÁREA OCCIDENTE**

#### **3.1. Yacimiento Productivo del Área Occidente**

En el estudio se señala que en general, la cuenca sedimentaria Putumayo en el área de estudio presenta características para un sistema petrolífero cuyos elementos pertenecen a la Formación Villeta como roca generadora; Formaciones Caballos y Pepino como rocas almacenadoras y los niveles de arcillolitas de las Formaciones Villeta, Caballos y Orito como roca sello. En el Área Occidente el objetivo primario son las arenas de la Formación Caballos, secundariamente las calizas y arenas de la Formación Villeta y las arenas clásticas de edad terciaria Formación Pepinos.

En el año 1979 ECOPETROL asumió la operación del área Occidente, reactivando la perforación en 1980 con tres pozos en el campo Churuyaco (Churuyaco-2, Churuyaco-3 y Churuyaco-4) y dos pozos en el campo Sucumbíos (Sucumbíos-2 y Sucumbíos-3). Con la perforación de estos pozos, la producción del área pasó de 1000 BOPD a 2800 BOPD aproximadamente. Sin embargo, esta fue la última campaña de perforación en el área, y no se retomó la adquisición de información adicional que permitiera aclarar las incertidumbres relacionadas con los límites de las estructuras.

En 2004 el grupo técnico de SYA actualizó la información disponible, con lo cual se evidenció la posibilidad de llevar el factor de recobro primario hasta un 20% a través de estrategias de perforación in-fill y de avanzada en áreas de bajo cubrimiento sísmico además de establecer los planes respectivos para el recobro secundario.

En el año 2009 se perforó el pozo Quriyana-1 probando hidrocarburos en la parte más baja de la estructura abriendo nuevas posibilidades de desarrollo. De acuerdo con lo anterior, ECOPETROL S.A. adquirió cerca de 320 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D sobre el área que abarcan los campos Caribe, San Antonio, Churuyaco, Quriyana y Sucumbíos, con el fin de disminuir la incertidumbre estratigráfica y estructural asociada a los yacimientos productores Formación Caballos y definir los objetivos de perforación. Esta información fue procesada e interpretada a comienzos de 2010.

En términos generales, la principal formación productora es Caballos, seguida de Villeta, ambas pertenecientes a un ambiente de depositación marino propio del periodo Cretácico. La formación Pepinos perteneciente al Terciario, puede contener hidrocarburos que aún no han sido probados en el área, hecho que se basa en la analogía de registros de pozos en Orito y Puerto Colón. El completamiento de los pozos es siempre dirigido a la formación Caballos, la cual se divide en cuatro unidades de flujo conectadas hidráulicamente. Dado que el acuífero es de fondo, la estrategia de producción es abandonar progresivamente las unidades desde la inferior hasta la superior. Una vez Caballos se agota, los esfuerzos se orientan a la identificación de oportunidades en Villeta, particularmente en las arenas U y T productoras en los campos Mansoyá, Alborada, Orito y Yurilla, entre otros.

### 3.2. Información requerida de yacimientos **ÁREA OCCIDENTE**

De acuerdo al área de estudio y a la información facilitada por Ecopetrol S.A. SOP, el análisis se limitó solamente a los Pozos Activos de los Campos (Churuyaco, San Antonio, Sucumbios, Caribe, Sucio y Quriyana) correspondientes al Área Occidente para el análisis, la evaluación y la determinación de tasas críticas para evitar los problemas que genera la intrusión de agua en los perforados, se procede a recolectar la información necesaria y disponible de cada uno de los pozos que se encuentran activos.

En coordinación con los departamentos de Ingeniería de yacimientos e Ingeniería de Producción del Área Occidente, así como también los archivos técnicos de petroproduccion, fue posible el acceso a la información que a continuación se menciona.

**Condiciones Iniciales:** Como se había descrito en el numeral 3.1 la arena productora de los campos correspondientes al Área Occidente es la Formación Caballos y a partir de esta zona petrolífera las condiciones iniciales para los seis campos por recomendación técnica se tomaron con base a medidas obtenidas en etapas tempranas de desarrollo de los yacimientos y de datos históricos ya sea de presión o temperatura e información geológica ya descrita en el numeral 2.1 del Capítulo 2.

**Parámetros petrofísicos y de los fluidos:** A partir de la evaluación, estudio y análisis de parámetros de registros de pozos, petrofísica y correlaciones del área en la Cuenca del Putumayo, formación Caballos para los seis campos, se recopiló la información disponible. La data tabulada para cada campo fue obtenida de análisis de roca a núcleos o corazones recuperados siguiendo las normas API RP40 de 1998, determinando valores de porosidad y permeabilidad contenidos en la roca y cuantificando los fluidos que incluyen esta misma roca. La información existente respecto a las propiedades de los fluidos de yacimiento fue posible establecerse de acuerdo a pruebas de laboratorio aplicadas y verificadas por parte del ICP (Instituto Colombiano del Petróleo). Se determinó experimentalmente las propiedades fisicoquímicas de los fluidos del yacimiento, las cuales definen el comportamiento de éste durante su vida productiva a partir de pruebas PVT realizadas a los fluidos determinados por parte de Core Laboratories, Inc. Dallas, Texas; requerido por Texas Petroleum Company y DB Robinson & Associates Ltd. - PVT ReCORD Version 2.0.

**Petróleo Original In Situ y Reservas:** El petróleo original in situ fue calculado por el método volumétrico, a partir de los mapas de arenas netas petrolíferas y de “Isoíndice de Hidrocarburos”. Se resumen los valores obtenidos por campo, del petróleo original in situ, las reservas remanentes, petróleo acumulado y factor de recobro a Diciembre del 2012.

A continuación se tabula toda la información disponible y requerida mencionada anteriormente para cada campo correspondiente al Área Occidente

### 3.2.1. CAMPO CHURUYACO

#### 3.2.1.1. Generalidades del Campo Churuyaco

El campo Churuyaco fue descubierto por Texaco en el año 1968, dentro de la Concesión Churuyaco No.1226, mediante la perforación del pozo Churuyaco-1; las pruebas selectivas en la formación Caballos mostraron una producción de 1175 BPD, con un GOR de 592 PC/Bl y BSW de 0.4%.

A finales del año 1970 se perforó el pozo Churuyaco-2, que en las pruebas selectivas alcanzó una tasa de 250 BPD sin agua y un GOR de 10,000 PC/Bl. El campo inició producción comercial en 1971. En 1979 Ecopetrol asume la operación de los campos del Área Occidente y en la década de los 80's perfora los pozos Churuyaco-3 y Churuyaco-4. A partir de 2009 se perforan los pozos Churuyaco-5, Churuyaco-6 y Churuyaco-7; en la actualidad (Abril 2014) solo el Churuyaco-3 se encuentra activo produciendo 970 BPD.

La principal formación productora del campo Churuyaco, igual que en los otros del Área Occidente, es Caballos (4,30 MBIs ó 99.8% de la producción del campo a julio de 2012). El restante 0,02% de la producción acumulada del campo proviene de la formación Villeta, la cual fue puesta en producción exitosamente en el pozo Churuyaco-2.

Tabla 1. Generalidades del Campo Churuyaco

<b>Estructura</b>	Anticlinal
<b>Tipo de Trampa</b>	Estructural
<b>Formación productora</b>	Caballos
<b>Litología</b>	Areniscas con intercalaciones arcillosas
<b>Mecanismo de producción</b>	Expansión de fluidos y empuje hidráulico
<b>Área de producción</b>	214 acres
<b>Profundidad promedio</b>	8700 ft
<b>Espesor total promedio (TVD)</b>	300 ft
<b>Espesor neto petrolífero promedio (TVD)</b>	110 ft
<b>Yacimiento Naturalmente Fracturado</b>	NO
<b>Contacto O – W</b>	7280 ft
<b>Temperatura del yacimiento</b>	210 °F @ 7200 ft
<b>Presión del yacimiento inicial</b>	3900 psi @ 7200 ft

#### 3.2.1.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos

##### 3.2.1.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca

Tabla 2. Datos petrofísicos del Campo Churuyaco

Formación	Porosidad promedio	Rango de porosidad	Permeabilidad promedio	Rango de permeabilidad	Relación Kv/Kh	Saturación de agua
	(%)	(%)	(md)	(md)	Adimen	(%)
Caballos	8	4 - 13	24	0.2 - 1200	0.4–0.5	28

### 3.2.1.2.2. Análisis PVT de los fluidos

Tabla 3. Resultados de pruebas PVT. Campo Churuyaco

<b>CAMPO CHURUYACO</b>	
Formación productora	Caballos
Presión del yacimiento inicial	3900 psi
Presión punto de burbuja	1530 psi
Temperatura del yacimiento	210 °F
GOR en solución	475 SCF/STB
Factor Volumétrico	1.29 RB/STB
Gravedad API del petróleo	30
Viscosidad del petróleo	0.43 cp
Densidad del petróleo	0.746 gr/cc
Salinidad del agua de formación	1340 ppm Cl

Fuente: DB Robinson & Associates Ltd. – PVT ReCORD Version 2.0 (Ecopetrol 2012)

### 3.2.1.3. Petróleo Original in Situ y Reservas

Tabla. 4. Resumen de Reservas y POIS campo Churuyaco

<b>RESUMEN</b>	
Propiedad	CHURUYACO
Formación	Caballos
Volumen Roca (MMBbbls)	1739.88
POIS (MMbbls)	43.7
Petróleo Acumulado (MMBbbls)	4.03
FR Actual	9.22%
EUR Actual (MMBbbls)	4.15
FR @ EUR Actual	9.50%
Reservas Remanentes (MMBbbls)	4.14
FR @ Reservas Remanentes (MMBbbls)	18.97%

Fuente: Ecopetrol 2012

## 3.2.2. CAMPO SAN ANTONIO

### 3.2.2.1. Generalidades del Campo San Antonio

El campo San Antonio fue descubierto por Texaco en 1969, dentro de la Concesión Churuyaco No.1226, mediante la perforación del pozo San Antonio-1. Las pruebas selectivas en la formación Caballos dieron una producción de 801 BOPD, con un GOR de 85 scf/stb y BSW de 6%.

A finales de 1969 se perforó San Antonio-2, que alcanzó una tasa de 740 BPD con 1.4% de corte de agua y un GOR de 188 scf/stb. La campaña inicial de perforación termina con la

perforación de los pozos San Antonio-3 y San Antonio-4, perforados y puestos en producción en 1970 y 1971, con producciones de 700 BOPD, con 228 scf/stb de GOR y corte de agua del 20% y de 760 BPD, GOR de 442 scf/stb y BSW de 0.9%, respectivamente.

La principal formación productora del campo San Antonio es Caballos, al igual que en los otros campos del Área Occidente; por tal razón el desarrollo se enfoca en esta formación. El 0.8% de la producción acumulada del campo proviene de la formación Villeta, la cual fue puesta en producción exitosamente en el pozo San Antonio-1.

El campo inició producción comercial en 1971 con los pozos San Antonio-1, 2, 3 y 4. En el año de 1979 Ecopetrol asume la operación de los campos del Área Occidente.

Tabla 5. Generalidades del Campo San Antonio

<b>Estructura</b>	Anticlinal
<b>Tipo de Trampa</b>	Estructural
<b>Formación productora</b>	Caballos
<b>Litología</b>	Areniscas con intercalaciones arcillosas
<b>Mecanismo de producción</b>	Acuífero activo
<b>Área de producción</b>	1278.5 acres
<b>Profundidad promedio</b>	9200 ft
<b>Espesor total promedio (TVD)</b>	287 ft
<b>Espesor neto petrolífero promedio (TVD)</b>	92
<b>Yacimiento Naturalmente Fracturado</b>	NO
<b>Contacto O – W</b>	7940 ft
<b>Temperatura del yacimiento</b>	190 °F
<b>Presión del yacimiento inicial</b>	3900 psi @ 7500 ft

### 3.2.2.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos

#### 3.2.2.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca

Tabla 6. Datos petrofísicos del Campo San Antonio

Formación	Porosidad promedio	Rango de porosidad	Permeabilidad promedio	Rango de permeabilidad	Relación Kv/Kh	Saturación de agua
	(%)	(%)	(md)	(md)	Adimen.	(%)
Caballos	8	3 - 13	20	0.2 – 375	0.4 – 0.5	27

### 3.2.2.2. Análisis PVT de los fluidos

Tabla 7. Resultados de pruebas PVT. Campo San Antonio

<b>CAMPO SAN ANTONIO</b>	
Formación productora	Caballos
Presión del yacimiento inicial	3900 psi
Presión punto de burbuja	482 psi
Temperatura del yacimiento	190 °F
GOR en solución	90 SCF/STB
Factor Volumétrico	1.19 RB/STB
Gravedad API del petróleo	30-34
Viscosidad del petróleo	2.5 cp
Densidad del petróleo	0.758 gr/cc
Salinidad del agua de formación	1300 ppm Cl

Fuente: DB Robinson & Associates Ltd. – PVT ReCORD Version 2.0 (Ecopetrol 2012)

### 3.2.2.3. Petróleo Original in Situ y Reservas

Tabla 8. Resumen de Reservas y POIS campo San Antonio

<b>RESUMEN</b>	
Propiedad	San Antonio
Formación	Caballos
Volumen Roca (MMBbbls)	3597.60
POIS (MMBbbls)	94.6
Petróleo Acumulado (MMBbbls)	3.2
FR Actual	3.38%
EUR Actual (MMBbbls)	3.63
FR @ EUR Actual	3.84%
Reservas Remanentes (MMBbbls)	14.35
FR @ Reservas Remanentes (MMBbbls)	19.01%

Fuente: Ecopetrol 2012

### 3.2.3. CAMPO SUCUMBIOS

#### 3.2.3.1. Generalidades del Campo Sucumbios

Es el campo en donde se concentra el mayor valor de POIS y del que se tienen mayores perspectivas de desarrollo. Se han perforado 5 pozos que penetran Caballos hasta el fondo. Estructuralmente, se trata de un anticlinal con buzamiento promedio de 8° en dirección SE; su área está limitada por fallas inversas e internamente tiene una falla menor al sureste, buzamiento abajo hacia el acuífero.

El campo Sucumbíos fue descubierto por Texaco en 1969, dentro de la concesión Churuyaco No.1226, mediante la perforación del pozo Sucumbios-1. El campo inició

producción comercial en 1972 y en 1979 Ecopetrol asume la operación de los campos del Área Occidente.

Tabla 9. Generalidades del Campo Sucumbios.

<b>Estructura</b>	Anticlinal
<b>Tipo de Trampa</b>	Estructural - Control estratigráfico
<b>Formación productora</b>	Caballos
<b>Litología</b>	Areniscas con intercalaciones arcillosas
<b>Mecanismo de producción</b>	Expansión de rocas y fluidos, gas en solución, empuje parcial por acuífero
<b>Área de producción</b>	3740 acres
<b>Profundidad promedio</b>	8600 ft
<b>Espesor total promedio (TVD)</b>	360 ft
<b>Espesor neto petrolífero promedio TVD)</b>	240 ft
<b>Yacimiento Naturalmente Fracturado</b>	NO
<b>Contacto O – W</b>	7550 ft
<b>Temperatura del yacimiento</b>	204 °F
<b>Presión del yacimiento inicial</b>	3800 psi

### 3.2.3.2 Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos

#### 3.2.3.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca

Tabla 10. Datos petrofísicos del Campo Sucumbios

Formación	Porosidad promedio	Rango de porosidad	Permeabilidad promedio	Rango de permeabilidad	Relación Kv/Kh	Saturación de agua
	(%)	(%)	(md)	(md)	Adimen.	(%)
Caballos	7	4 - 11	10	0.2 – 85	0.4 – 0.5	32

#### 3.2.3.2.2. Análisis PVT de los fluidos

Tabla 11. Resultados de pruebas PVT. Campo Sucumbios

<b>CAMPO SUCUMBIOS</b>	
Formación productora	Caballos
Presión del yacimiento inicial	3800 psi
Presión punto de burbuja	3561 psi
Temperatura del yacimiento	204 °F
GOR en solución	1122 SCF/STB
Factor Volumétrico	1.65 RB/STB
Gravedad API del petróleo	26 - 35
Viscosidad del petróleo	0.65 @ 218 °F
Densidad del petróleo	0.749 gr/cc
Salinidad del agua de formación	14000 ppm Cl

Fuente: DB Robinson & Associates Ltd. – PVT ReCORD Version 2.0 (Ecopetrol 2012)

### 3.2.3.3. Petróleo Original in Situ y Reservas

Tabla 12. Resumen de Reservas y POIS campo Sucumbios

<b>RESUMEN</b>	
Propiedad	Sucumbios
Formación	Caballos
Volumen Roca (MMBbbls)	3611.57
POIS (MMbbls)	118.7
Petróleo Acumulado (MMBbbls)	2.81
FR Actual	2.37%
EUR Actual (MMBbbls)	3.44
FR @ EUR Actual	2.90%
Reservas Remanentes (MMBbbls)	19.12

Fuente: Ecopetrol 2012

### 3.2.4. CAMPO CARIBE

#### 3.2.4.1. Generalidades del Campo Caribe

El campo Caribe fue descubierto por Texaco en el año 1969, dentro de la Concesión Churuyaco No.1226, mediante la perforación del pozo Caribe-1; las pruebas selectivas en la formación Caballos mostraron una producción de 900 BPD, con un GOR de 330 scf/stb y BSW de 0.2%. En ese mismo año se perforó el Caribe-3, que quedó por debajo del contacto agua/petróleo en Caballos; este pozo fue re-completado (2006) en la formación Villeta de donde se obtuvo una tasa de producción inferior a los 35 BPD.

A finales de 1969 se inició la perforación del pozo Caribe-2, probando la acumulación de hidrocarburos en el Bloque Sur del campo; en las pruebas selectivas alcanza una tasa de 696 BPD con 1.2% de corte de agua y un GOR de 120 scf/stb; es el mejor productor del campo, acumulando más del 70% del petróleo producido por la formación Caballos (4,48 MBls de 6,54 MBls a Julio de 2012). La campaña inicial de perforación terminó con el Caribe-4, perforado y puesto en producción en 1970; en sus pruebas selectivas iniciales alcanza una tasa de petróleo de 450 BPD, con 1222 scf/stb de GOR y sin agua.

El campo inició producción comercial en 1969. En 1979 Ecopetrol asume la operación de los campos del Área Occidente; actualmente (Abril 2014) el campo produce 1516 BPPD de 3 pozos activos Caribe-5,7 y 8 y tiene una producción acumulada de 5,07MBls (solamente 882 Bls. de Villeta) lo que representa un factor de recobro actual de 12,8%

Tabla 13. Generalidades del Campo Caribe

<b>Estructura</b>	Anticlinal
<b>Tipo de Trampa</b>	Estructural
<b>Formación productora</b>	Caballos
<b>Litología</b>	Areniscas con intercalaciones arcillosas
<b>Mecanismo de producción</b>	Acuífero parcialmente activo
<b>Área de producción</b>	1017 acres
<b>Espesor total promedio (TVD)</b>	298 ft
<b>Espesor neto petrolífero promedio TVD)</b>	86 ft
<b>Yacimiento Naturalmente Fracturado</b>	NO
<b>Contacto O – W</b>	5550 ft Domo Norte y 5650 ft Domo Sur
<b>Temperatura del yacimiento</b>	178 °F
<b>Presión del yacimiento inicial</b>	3250 psi

### 3.2.4.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos

#### 3.2.4.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca

Tabla 14. Datos petrofísicos del Campo Caribe

Formación	Porosidad promedio	Rango de porosidad	Permeabilidad promedio	Rango de permeabilidad	Relación Kv/Kh	Saturación de agua
	(%)	(%)	(md)	(md)	Adimen.	(%)
Caballos	6	3 - 12	28	0.4 – 851	0.4 – 0.5	31

#### 3.2.4.2.2. Análisis PVT de los fluidos

Tabla 15. Resultados de pruebas PVT. Campo Caribe

<b>CAMPO CARIBE</b>	
Formación productora	Caballos
Presión del yacimiento inicial	3250 psi
Presión punto de burbuja	1168 psi
Temperatura del yacimiento	178 °F
GOR en solución	321 SCF/STB
Factor Volumétrico	1.3 RB/STB
Gravedad API del petróleo	30
Viscosidad del petróleo	1.02 Cp
Densidad del petróleo	0.741 gr/cc
Salinidad del agua de formación	2000 ppm Cl

Fuente: DB Robinson & Associates Ltd. – PVT ReCORD Version 2.0 (Ecopetrol 2012)

### 3.2.4.3. Petróleo Original in Situ y Reservas

Tabla 16. Resumen de Reservas y POIS campo Caribe

<b>RESUMEN</b>	
Propiedad	Caribe
Formación	Caballos
Volumen Roca (MMBbls)	1549.05
POIS (MMbbls)	39.6
Petróleo Acumulado (MMBbls)	5.07
FR Actual	12.80%
EUR Actual (MMBbls)	6.36
FR @ EUR Actual	16.06%
Reservas Remanentes (MMBbls)	1.16
FR @ Reservas Remanentes	18.99 %

Fuente: Ecopetrol 2012

### 3.2.5. CAMPO SUCIO

#### 3.2.5.1. Generalidades del Campo Sucio

El campo Sucio fue descubierto por Texaco en 1970, dentro de la Concesión Churuyaco No.1226, mediante la perforación del pozo Sucio-1. Las pruebas selectivas en la formación Caballos mostraron una producción de 173 BPD con 1.8% de BSW. En 1971 se perfora el pozo Sucio-2 que probó 24 BPD con 2.8% de corte de agua, el pozo se abandonó pues las unidades con mayor potencial de hidrocarburos se encontraron en agua. La principal formación productora del campo Sucio, al igual que de los otros campos del Área Occidente, es Caballos, ya que ha producido el 100% de la producción de campo; por tal razón el estudio se enfoca a Caballos exclusivamente. El campo inicia producción comercial en 1970 con el pozo Sucio-1. En 1979 Ecopetrol asume la operación de los campos del Área Occidente.

No existe información del comportamiento de presión del yacimiento con el tiempo; la presión original se estimó por correlación con el campo Caribe en 3000 psi (datum: -5600 ft).

Tabla 17. Generalidades del Campo Sucio

<b>Estructura</b>	Anticlinal
<b>Tipo de Trampa</b>	Estructural
<b>Formación productora</b>	Caballos
<b>Litología</b>	Areniscas con intercalaciones arcillosas
<b>Mecanismo de producción</b>	Acuífero activo
<b>Área de producción</b>	563.8 acres
<b>Profundidad promedio</b>	7600 ft
<b>Espesor total promedio (TVD)</b>	297 ft
<b>Espesor neto petrolífero promedio (TVD)</b>	78 ft
<b>Yacimiento Naturalmente Fracturado</b>	NO

<b>Contacto O – W</b>	5450 ft
<b>Temperatura del yacimiento</b>	245 °F
<b>Presión del yacimiento inicial</b>	3000 psi

### 3.2.5.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos

#### 3.2.5.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca

Tabla 18. Datos petrofísicos del Campo Sucio

Formación	Porosidad promedio	Rango de porosidad	Permeabilidad promedio	Rango de permeabilidad	Relación Kv/Kh	Saturación de agua
	(%)	(%)	(md)	(md)	Adimen.	(%)
Caballos	8	6 - 10	19	0.6 – 128	0.4 – 0.5	36

#### 3.2.5.2.2. Análisis PVT de los fluidos

Tabla 19. Resultados de pruebas PVT. Campo Sucio

<b>CAMPO SUCIO</b>	
Formación productora	Caballos
Presión del yacimiento inicial	3000 psi
Presión punto de burbuja	1168 psi
Temperatura del yacimiento	245 °F
GOR en solución	321 SCF/STB
Factor Volumétrico	1.3 RB/STB
Gravedad API del petróleo	28
Viscosidad del petróleo	1.02 cp
Densidad del petróleo	0.761 gr/cc
Salinidad del agua de formación	400 ppm Cl

Fuente: DB Robinson & Associates Ltd. – PVT ReCORD Version 2.0 (Ecopetrol 2012)

#### 3.2.5.3. Petróleo Original in Situ y Reservas

No se encuentra información de cálculos volumétricos para el campo Sucio

### 3.2.6. CAMPO QURIYANA

#### 3.2.6.1. Generalidades del Campo Quriyana

El Campo Quriyana fue descubierto por Ecopetrol S.A. en 2008, mediante la perforación del pozo Quriyana-1; las pruebas selectivas iniciales mostraron una producción superior a 500 BPD con un corte de agua inferior al 10%. En 2011 se perforó el pozo Quriyana-2 que mostró un bajo potencial y del cual no se recuperaron fluidos de formación; este pozo es

motivo de análisis porque puede tener un daño de formación severo que impide su producción. La producción del campo Quriyana proviene de la formación Caballos, que es la principal productora del Área Occidente; por esta razón el estudio se enfoca a Caballos exclusivamente. De los 2 pozos perforados solo el Quriyana-1 se encontraba activo con una producción de 114 BOPD (Agosto 2012); pero actualmente (Abril 2014) ninguno de los dos pozos perforados se encuentran activos, incluso el pozo Quriyana-1 activo hasta el 2012 debido a problemas de orden público. Por lo tanto a manera de ejemplo y siguiendo con la secuencia de cada campo correspondiente al Área Occidente se nombró, explicó, estudió y se analizó el pozo Quriyana-1 con la información obtenida hasta su fecha de cierre omitiendo pruebas PVT para el pozo Quriyana-1 que fue activo hasta Febrero de 2013 y para el pozo Quriyana-2 que se estipuló como inactivo en Septiembre de 2011.

El comportamiento de las mediciones de presión disponibles (RFT) en Quriyana-1 y Quriyana-2 (Figura 14) es indicativo de la no existencia de un soporte de presión eficiente en el campo; igual que en el Campo Sucumbios, Quriyana es una estructura delimitada por fallas, lo que limita el soporte de presión que el acuífero puede brindar.

Tabla 20. Generalidades del Campo Quriyana

<b>Estructura</b>	Anticlinal
<b>Tipo de Trampa</b>	Estructural
<b>Formación productora</b>	Caballos
<b>Litología</b>	Areniscas con intercalaciones arcillosas
<b>Mecanismo de producción</b>	Acuífero parcialmente activo
<b>Área de producción</b>	1577.6 acres
<b>Profundidad promedio</b>	8000 ft
<b>Espesor total promedio (TVD)</b>	288 ft
<b>Espesor neto petrolífero promedio (TVD)</b>	35 ft
<b>Yacimiento Naturalmente Fracturado</b>	NO
<b>Temperatura del yacimiento</b>	180 °F
<b>Presión del yacimiento inicial</b>	3090 @ 7717 (U4), 3200 @ 7920 (U1)

### 3.2.6.2. Parámetros Petrofísicos y de los Fluidos

#### 3.2.6.2.1. Análisis de las Propiedades de la Roca

Tabla 21. Datos petrofísicos del Campo Quriyana

Formación	Porosidad promedio	Rango de porosidad	Permeabilidad promedio	Rango de permeabilidad	Relación Kv/Kh	Saturación de agua
	(%)	(%)	(md)	(md)	Adimen.	(%)
Caballos	6	3 - 10	97	1.5 – 184	0.4 – 0.5	39

### 3.2.6.2.1. Análisis PVT de los fluidos

Tabla 22. Resultados de pruebas PVT. Campo Quriyana

CAMPO QURIYANA	
Formación productora	Caballos
Presión del yacimiento inicial	3090@7717 (U4), 3200 @7920 (U1)
Presión punto de burbuja	915 psi
Temperatura del yacimiento	180 °F
GOR en solución	294 SCF/STB
Factor Volumétrico	1.16 RB/STB
Gravedad API del petróleo	24
Viscosidad del petróleo	2.926 cp
Densidad del petróleo	0.858 gr/cc
Salinidad del agua de formación	1524 ppm Cl

### 3.2.6.3. Petróleo Original in Situ y Reservas

No se encuentra información de cálculos volumétricos para el campo Quriyana ya que se encuentra como inactivo por cierre debido a problemas de orden público.

## 4. COMPORTAMIENTO DEL CAMPO

### 4.1. Historia de Producción de los Yacimientos

#### 4.1.1. Campo Churuyaco

Los principales eventos en la historia de producción del Campo Churuyaco se relacionan a continuación y se destacan en la (Figura 4).

1968: Descubrimiento con el pozo Churuyaco-1

1971: Inicio de producción con Churuyaco-1

1979: Ecopetrol asume la operación del Área Occidente

1980: Puesta en producción del Churuyaco-2

1984: Entran en producción Churuyaco-3 y Churuyaco-4. Pico de producción con 2825 BPD en Febrero

1989: Estimulación orgánica en Churuyaco-2

1991: Estimulación orgánica en Churuyaco-2

1996: Cañoneo en Churuyaco-2

2000: Cierra el campo por problemas de orden público

2009: Perfora Churuyaco-5

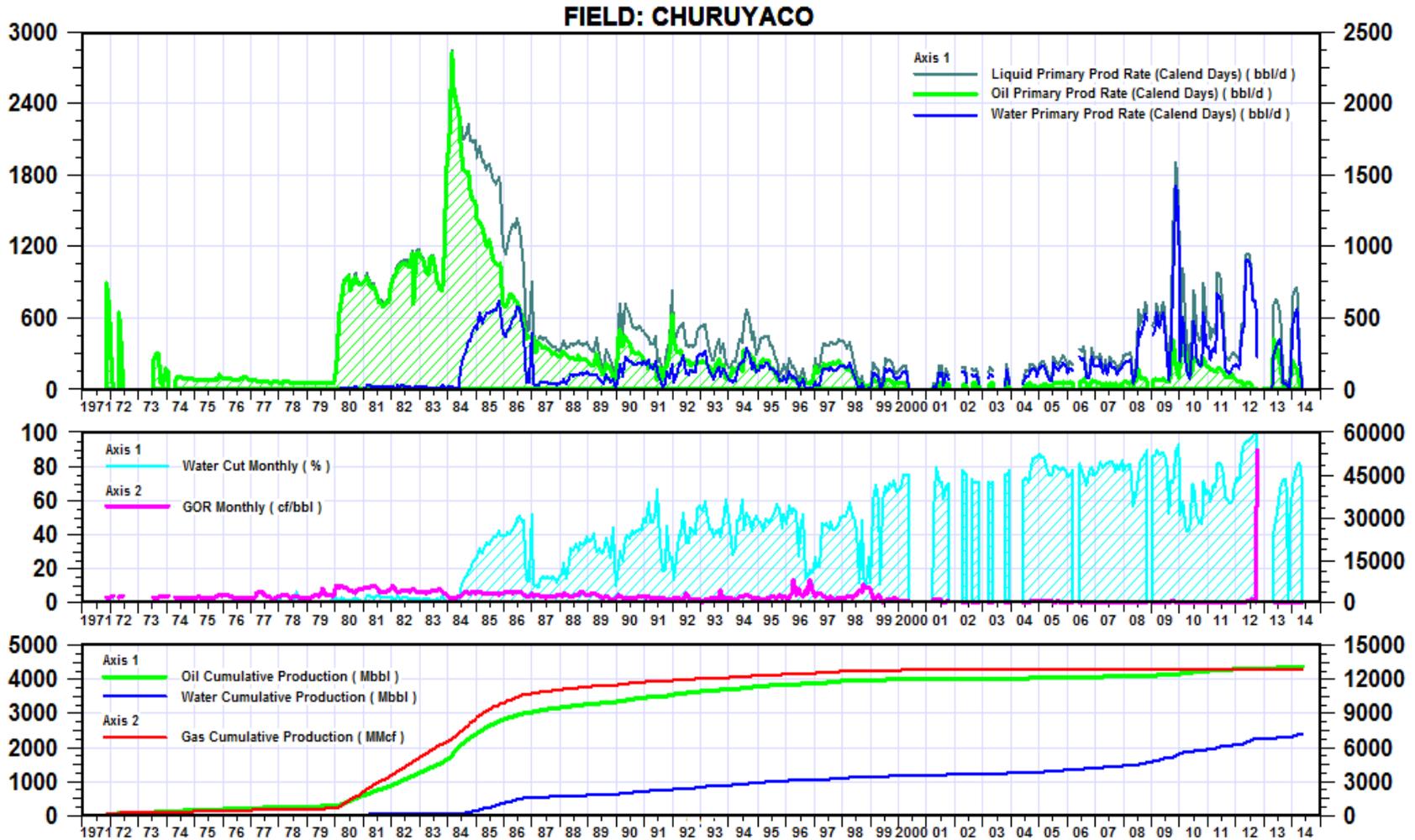
2010: Perfora Churuyaco-6 y Churuyaco-7

En la actualidad (Abril 2014) solo el pozo Churuyaco-3 se encuentra activo y en la tabla 23, se resume el potencial y diferentes características de este campo.

Tabla 23. Potencial Pozo Churuyaco-3. Campo Churuyaco

<b>Pozo</b>	Churuyaco-3
<b>Campo</b>	Churuyaco
<b>Coordinación</b>	Área Occidente
<b>Formación</b>	Caballos
<b>Facilidad de Producción</b>	Batería Churuyaco
<b>Estado</b>	Activo
<b>Producción Total (Bpd)</b>	970
<b>BSW (%)</b>	78
<b>Producción Neta (Bopd)</b>	213
<b>Producción de Agua (Bwpd)</b>	757
<b>Producción de Gas (Kpcd)</b>	22
<b>Sistema de Producción</b>	BES
<b>Velocidad. SLA (Vlr)</b>	50
<b>Unidad de Velocidad</b>	Hz

Figura 4. Historia de producción campo Churuyaco.



Fuente: Software OFM (OilField Manager). Licencia Ecopetrol.

El Campo Churuyaco como se mencionó anteriormente produce de la formación Caballos. Al 31 de Diciembre del 2012 produjo un acumulado de petróleo de 4.03 MBls lo que equivale a un factor de recobro de 9.22%, datos descritos previamente en la tabla 4.

El historial de producción de fluidos, corte de agua, relación gas-petróleo (GOR) y la producción acumulada de fluidos se han graficado versus la fecha de producción. Se ha tomado toda la fecha (tiempo) de producción para el Campo Churuyaco desde el inicio hasta el cierre o última fecha de producción validada (2013).

En la curva histórica de producción el Campo Churuyaco empieza con una producción de petróleo de 750 bls/día aportada por su primer pozo en producción Churuyaco-1 cayendo a una producción de 319 bls/día al cabo del primer año y posteriormente cerrado durante un año. A partir de 1973 y los próximos 10 años existe un paralelismo notable entre la tasa de producción de petróleo y la tasa de líquido total alcanzando su máximo pico de producción 2825 bls/día en 1983 gracias al aporte de los pozos Churuyaco-3 y Churuyaco-4, pero esto cambia a medida que la producción de agua empieza aparecer drásticamente a comienzos de 1984 y finales de 1986.

La producción de agua comienza a crecer lentamente y variando los siguientes 10 años llegando a nivel de producción de petróleo hasta convertirse en el fluido predominante en los últimos años y alcanzado picos considerables a finales del 2009 y a mediados del 2012.

El porcentaje del corte de agua no supera la barrera del 10% hasta el año 1984 donde este comienza a incrementarse a medida que va transcurriendo el tiempo y tiende a estabilizarse en los últimos años, por lo tanto la tasa de producción de petróleo disminuye de forma paralela a la tasa de producción de líquido total debido a este incremento de corte de agua. De forma contraria sucede con la relación gas-petróleo que se mantiene prácticamente constante durante todo el periodo histórico de producción del campo hasta alcanzar un pico repentino a mediados del 2012.

#### 4.1.2. Campo San Antonio

El campo inició producción comercial en 1971 con los pozos San Antonio-1, 2, 3 y 4. En el año de 1979 Ecopetrol asume la operación de los campos del Área Occidente. Los principales eventos en la historia de producción del Campo San Antonio se relacionan a continuación y se destacan en la (Figura 5).

1969: Descubrimiento con el pozo San Antonio-1

1971: Inicio de producción con los pozos San Antonio-1, 2, 3 y 4. Pico de producción 2384 BPD (Enero, 1971)

1987: Cambio de sistema de levantamiento artificial en San Antonio-1 de flujo natural a bombeo mecánico

2000: Cierre del campo por problemas de orden público

2007: Re-completamiento de San Antonio-1 en la formación Villeta

2009: Perforación de San Antonio-5

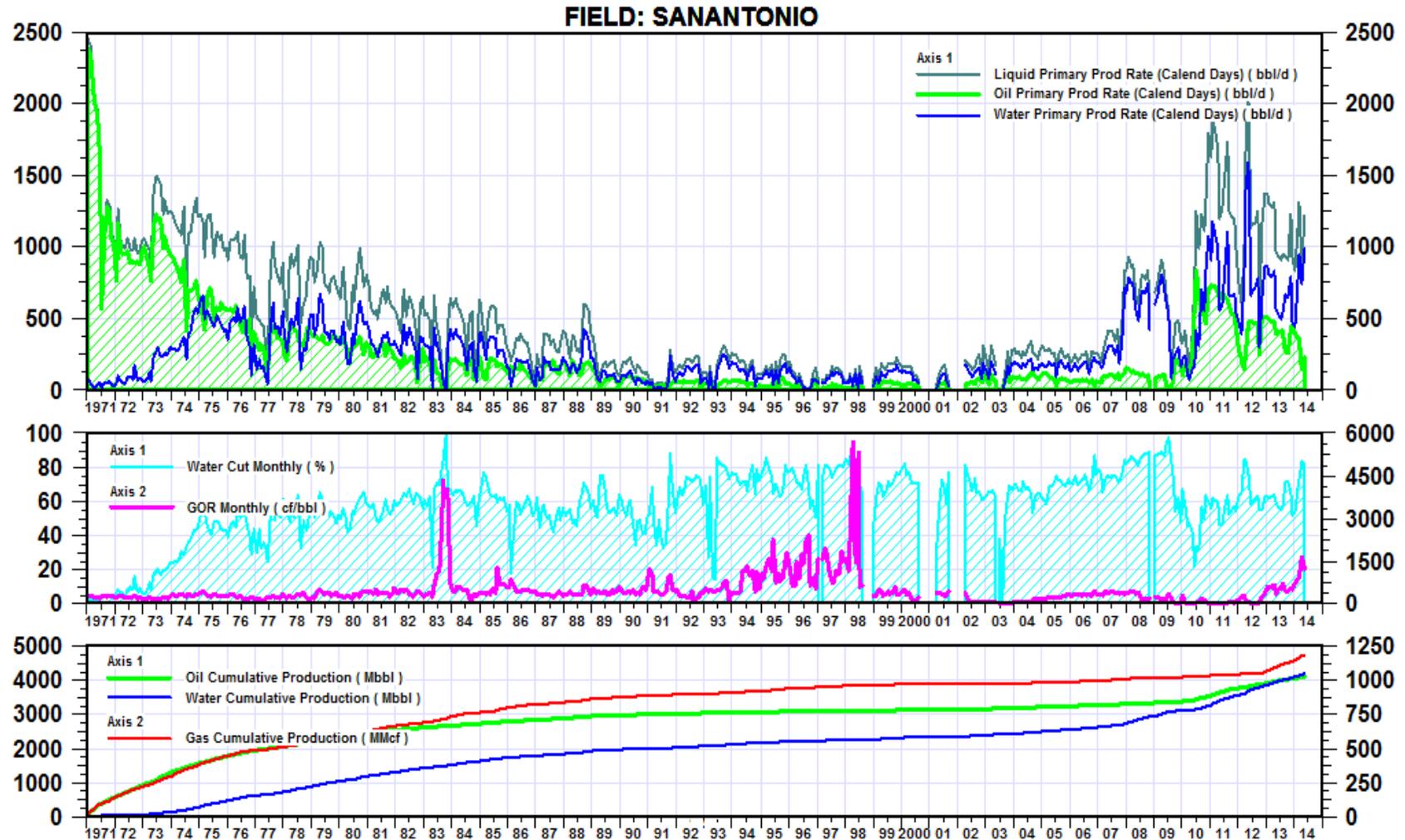
2010-11: Perforación de San Antonio-14, 13, 11, 7, 10 y 12

A la fecha (Abril 2014) se han perforado 11 pozos de los cuales 4 se mantienen activos San Antonio-2, 7, 11 y 14 (417 Bopd) como se resume en la tabla 24. Los pozos San Antonio-10, 12 y 13 se perforaron en 2010, las pruebas de producción mostraron cortes de agua muy altos y tasas de petróleo muy bajas, razón por la cual se encuentran inactivos actualmente.

Tabla 24. Potencial Pozo San Antonio-2, 7, 11 y 14. Campo San Antonio

Pozo	SANT-2	SANT-7	SANT-11	SANT-14	TOTAL
<b>Campo</b>	San Antonio	San Antonio	San Antonio	San Antonio	
<b>Coordinación</b>	Área Occidente	Área Occidente	Área Occidente	Área Occidente	
<b>Formación</b>	Caballos	Caballos	Caballos	Caballos	
<b>Facilidad de Producción</b>	Bat. Churuyaco	Bat. Churuyaco	Bat. Churuyaco	Bat. Churuyaco	
<b>Estado</b>	Activo	Activo	Activo	Activo	<b>4</b>
<b>Producción Total (Bpd)</b>	250	150	430	614	<b>1444</b>
<b>BSW (%)</b>	83	52	94	55	<b>71</b>
<b>Producción Neta (Bopd)</b>	43	72	26	276	<b>417</b>
<b>Producción de Agua (Bwpd)</b>	207	78	404	338	<b>1027</b>
<b>Producción de Gas (Kpcd)</b>	N.R	25	325	29	<b>379</b>
<b>Sistema de Producción</b>	BES	BM	BES	BES	
<b>Velocidad. SLA (Vlr)</b>	52.5	5.7	48	61	
<b>Unidad de Vel.</b>	Hz	SPM	Hz	Hz	
<b>Recorrido (pulg)</b>		140			

Figura 5. Historial de Producción Campo San Antonio.



Fuente: Software OFM (OilField Manager). Licencia Ecopetrol.

El Campo San Antonio como se mencionó anteriormente produce de la formación Caballos. Al 31 de Diciembre del 2012 produjo un acumulado de petróleo de 3.2 MBls lo que equivale a un factor de recobro de 3.38%, datos descritos previamente en la tabla 8.

El historial de producción de fluidos, corte de agua, relación gas-petróleo (GOR) y la producción acumulada de fluidos se han graficado versus la fecha de producción. Se ha tomado toda la fecha (tiempo) de producción para el Campo San Antonio desde el inicio hasta el cierre o última fecha de producción validada (2013).

En la curva histórica de producción el Campo San Antonio empieza con una alta producción de petróleo de 2384 bls/día aportada por los pozos San Antonio-1, San Antonio-2, San Antonio-3 y San Antonio-4 cayendo drásticamente a finales del año 1971 a una tasa de 1060 bls/día, conservando una relación paralela con la tasa de producción de fluido total, ya que a partir de 1973 la tasa de producción de agua empieza aumentar en la misma proporción en que empieza a disminuir la producción de petróleo hasta alcanzar su nivel, convirtiéndose la tasa de producción de agua así en el fluido predominante del campo San Antonio alcanzando picos de 1700 bwpd justamente por encima de la producción de petróleo que se intentó restaurar a comienzos del año 2009 alcanzando tasas que oscilan entre 100 bopd y 850 bopd, pero aun así deja de ser el fluido predominante.

La curva del corte de agua empieza a pronunciarse en la vida temprana del campo una vez se empieza a producir, superando rangos del 50% ya en los primeros 4 años, manteniéndose aproximadamente en un rango de 40% a 80% incluso con picos donde alcanzan el 100% de corte de agua exactamente en el mes de Octubre de 1983, por lo tanto la tasa de producción de petróleo disminuye de forma proporcional a medida que este corte de agua se mantiene en ciertos porcentajes a lo largo de la producción histórica del Campo. De forma contraria sucede con la relación gas-petróleo que se mantiene prácticamente constante durante todo el periodo histórico de producción del campo resaltando picos en los años 1983 y 1998.

### 4.1.3. Campo Sucumbíos

Los principales eventos en la historia de producción del Campo Sucumbíos se relacionan a continuación y se resaltan en la (Figura 6).

1969: Descubrimiento e inicio de explotación en 1972

1973: Sucumbios-1 cerrado por alto GOR

1974: Apertura del Sucumbios-1

1984: Completamiento del Sucumbios-3 y estimulación ácida del Sucumbios-1

1991: Estimulación orgánica del Sucumbios-1 y reactivación del Sucumbios-2

2000: Cierre por problemas de orden público

2006: Cierre por problemas de orden público

2009: Entrada en producción del pozo Sucumbios-5

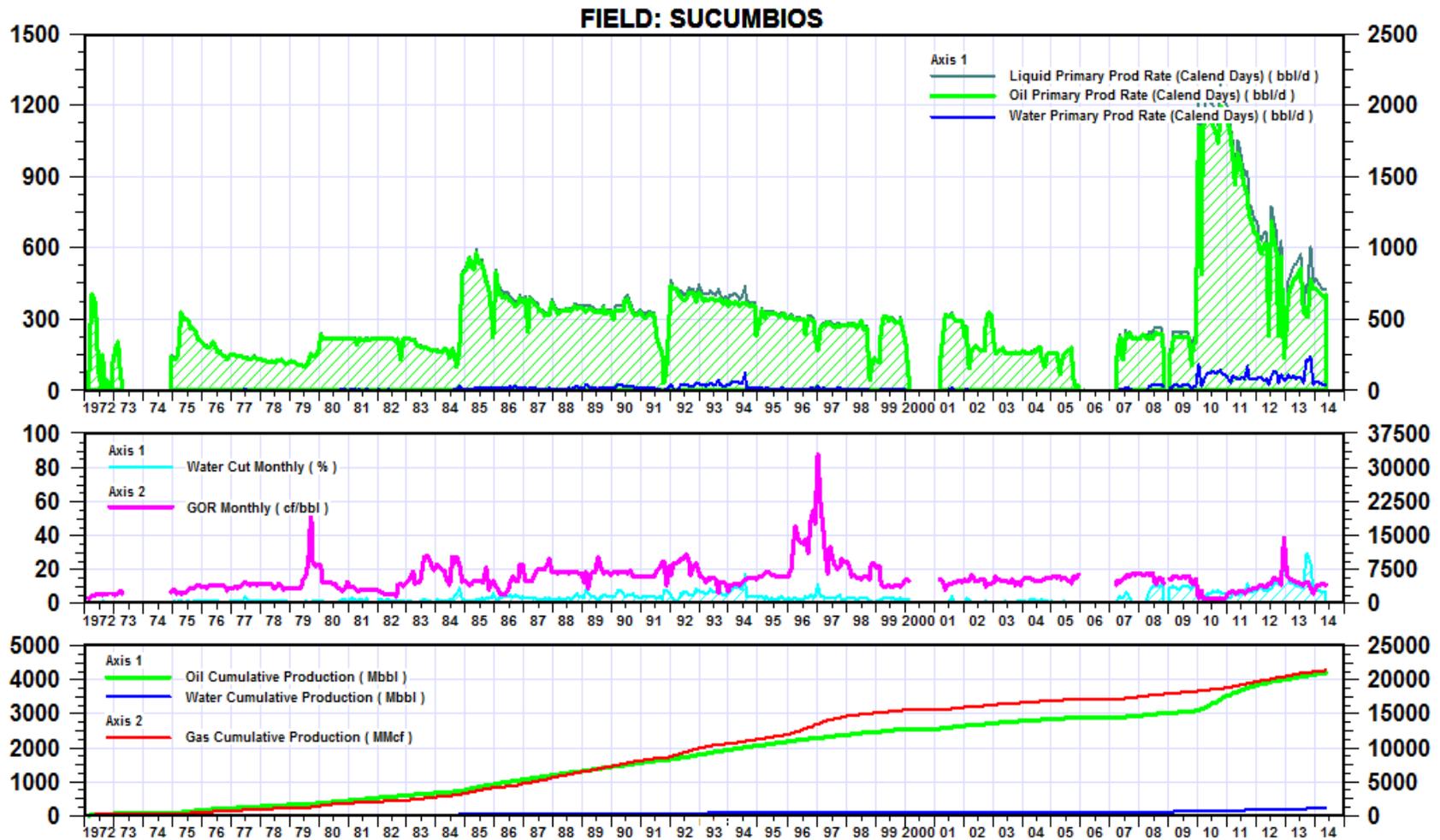
2010: Pico de producción 1278 BPD en octubre de 2010

Para Abril de 2014, la producción del campo es de 419 Bopd con su unico pozo activo, el pozo Sucumbios-5 (Tabla 25) y la acumulada de petróleo es de 2.81 MBls, lo que equivale a un factor de recobro de 2.37%. (Diciembre 2012).

Tabla 25. Potencial Pozo Sucumbios-5. Campo Sucumbios

<b>Pozo</b>	Sucumbios-5
<b>Campo</b>	Sucumbios
<b>Coordinación</b>	Área Occidente
<b>Formación</b>	Caballos
<b>Facilidad de Producción</b>	Batería Sucumbios
<b>Estado</b>	Activo
<b>Producción Total (Bpd)</b>	450
<b>BSW (%)</b>	7
<b>Producción Neta (Bopd)</b>	419
<b>Producción de Agua (Bwpd)</b>	31
<b>Producción de Gas (Kpcd)</b>	1759
<b>Sistema de Producción</b>	BES
<b>Velocidad. SLA (Vlr)</b>	60
<b>Unidad de Velocidad</b>	Hz

Figura 6. Historial de Producción Campo Sucumbios.



Fuente: Software OFM (OilField Manager). Licencia Ecopetrol.

El Campo Sucumbios como se mencionó anteriormente produce de la formación Caballos. Al 31 de Diciembre del 2012 produjo un acumulado de petróleo de 2.81 MBls lo que equivale a un factor de recobro de 2.37%, datos descritos previamente en la tabla 12.

El historial de producción de fluidos, corte de agua, relación gas-petróleo (GOR) y la producción acumulada de fluidos se han graficado versus la fecha de producción. Se ha tomado toda la fecha (tiempo) de producción para el Campo Sucumbios desde el inicio hasta el cierre o última fecha de producción validada (2013).

En la curva histórica de producción el Campo Sucumbios empieza con una producción de petróleo de 75 bopd en el mes de Febrero del año 1972 y rápidamente asciende a 505 bopd en el mes de Marzo del mismo año, variando y cayendo a una producción de 61 bopd hasta el año siguiente Abril de 1973 siendo aportada por su primer pozo en producción Sucumbios-1 y finalmente llega a su cierre en Mayo de 1973 debido a su alto GOR.

A partir de Diciembre de 1974 el pozo Sucumbios-1 se abre y la producción de petróleo se incrementa equilibradamente por debajo de los 300 bopd hasta 1984, fecha en la cual gracias al aporte del pozo Sucumbios-3 y Sucumbios-1 debido a trabajos para incremento de producción de petróleo ya mencionados previamente se alcanzó una tasa de 579.8 bopd sosteniéndose aproximadamente entre los 300 bopd y 400 bopd por los próximos 15 años. A partir del 2010 con el ingreso de Sucumbios-5 único pozo actualmente activo la producción de petróleo alcanzo un gran pico de 1205.9 bopd.

La producción de líquido total siempre se mantuvo paralela a la producción de petróleo a lo largo de toda la historia de producción del campo Sucumbios, esto debido a que durante todo ese tiempo la producción de agua fue literalmente baja incluso sin superar picos de 100 bwpd a lo largo de toda la curva.

Por lo dicho anteriormente como se observa la curva del corte de agua, en esta se detalla porcentajes relativamente bajos durante todo el periodo de producción del campo, situación adversa sucede con la curva GOR que como se había mencionado en las generalidades del Campo Sucumbios tabla 7. Este se caracteriza por tener como uno de los mecanismos de producción gas en solución, por lo tanto su  $GOR = 1122 \text{ SCF/STB}$  es el más alto del Área Occidente.

#### 4.1.4 . Campo Caribe.

El campo inició producción comercial en 1969. En 1979 Ecopetrol asume la operación de los campos del Área Occidente; actualmente (Abril 2014) el campo produce 1516 Bopd de 3 pozos activos, Caribe-5, 7 y 8 (Tabla. 26).

Los principales eventos en la historia de producción de Caribe se relacionan a continuación y se resaltan en la (Figura 7).

1969: Descubrimiento del campo con el pozo Caribe-1

1969: Inicio de producción comercial con los pozos Caribe-1, 2 y 4

1971: Pico de producción 1449 BPD (Octubre, 1971)

1987: Cambio de sistema de producción en Caribe-2 de flujo natural a bombeo mecánico

2000: Cierre del campo por problemas de orden público

2007-8: Fracturamiento al Caribe-2 y cambio del sistema de levantamiento artificial, de mecánico a electro-sumergible

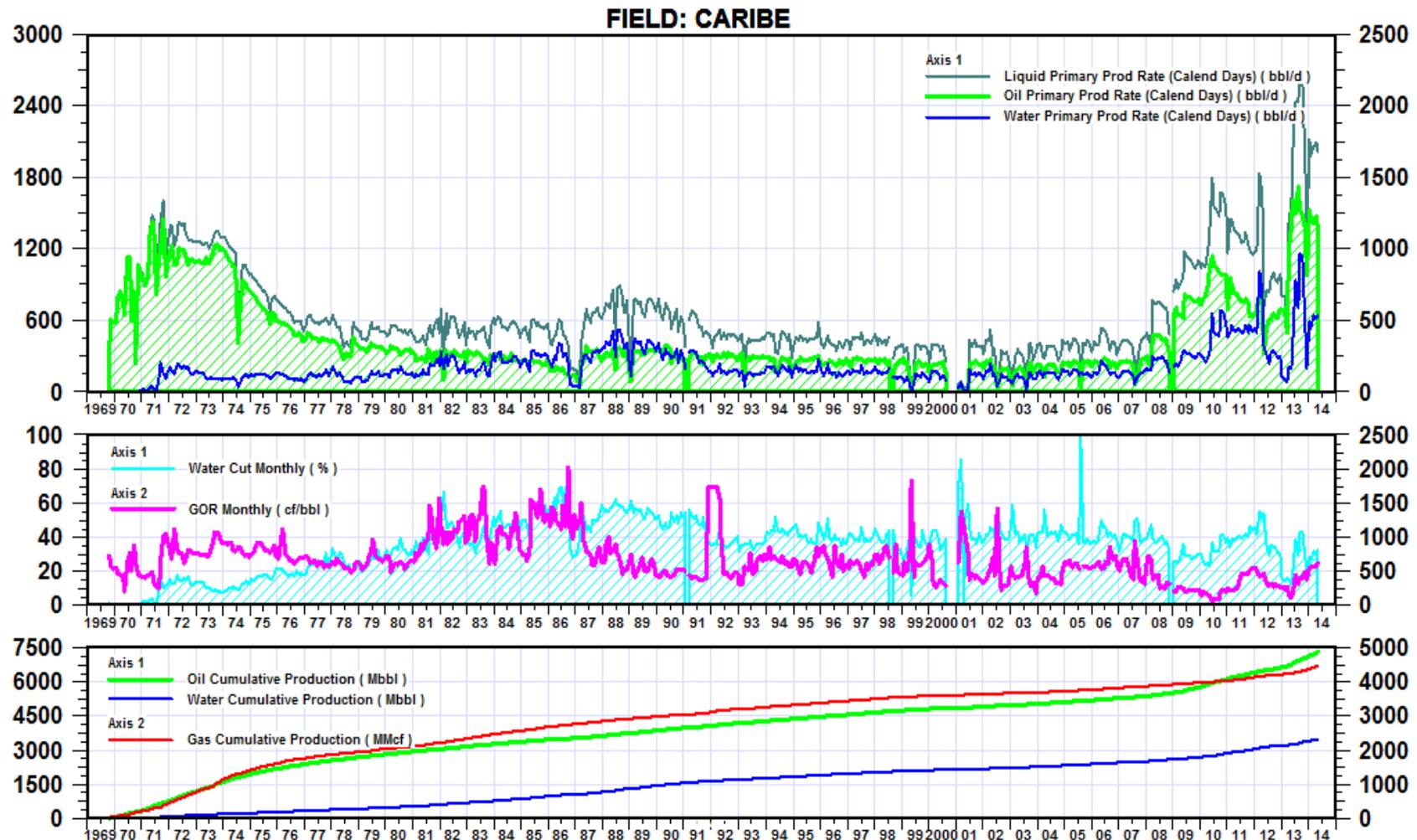
2009: Perforación del Caribe-5

2010: Perforación de Caribe-7, Caribe-8 y Caribe-6; éste último declarado no comercial.

Tabla 26. Potencial Pozo Caribe-5,7 y 8. Campo Caribe

Pozo	Caribe-5	Caribe-7	Caribe-8	TOTAL
<b>Campo</b>	Caribe	Caribe	Caribe	
<b>Coordinación</b>	Área Occidente	Área Occidente	Área Occidente	
<b>Formación</b>	Caballos	Caballos	Caballos	
<b>Facilidad de Producción</b>	Batería Caribe	Batería Caribe	Batería Caribe	
<b>Estado</b>	Activo	Activo	Activo	<b>3</b>
<b>Producción Total (Bpd)</b>	1257	532	530	<b>2139</b>
<b>BSW (%)</b>	12	36	80	<b>42.7</b>
<b>Producción Neta (Bopd)</b>	1106	340	70	<b>1516</b>
<b>Producción de Agua (Bwpd)</b>	151	192	280	<b>623</b>
<b>Producción de Gas (Kpcd)</b>	417.9	76.3	N.R	<b>494.2</b>
<b>Sistema de Producción</b>	BES	BES	BES	
<b>Velocidad. SLA (Vlr)</b>	46	53	49	
<b>Unidad de Velocidad</b>	Hz	Hz	Hz	

Figura 7. Historial de Producción Campo Caribe.



Fuente: Software OFM (OilField Manager). Licencia Ecopetrol.

El Campo Caribe como se mencionó anteriormente produce de la formación Caballos. Al 31 de Diciembre del 2012 tenía una producción acumulada de 5,07MBls. (solamente 882 Bls. de Villeta) lo que representa un factor de recobro actual de 12,8%. La producción acumulada y el factor de recobro para el Campo Caribe se tabularon en la tabla 16.

El historial de producción de fluidos, corte de agua, relación gas-petróleo (GOR) y la producción acumulada de fluidos se han graficado versus la fecha de producción. Se ha tomado toda la fecha (tiempo) de producción para el Campo Caribe desde el inicio hasta el cierre o última fecha de producción validada (2013).

En la curva histórica de producción el Campo Caribe empieza con una producción de petróleo de 648.26 bopd aportada por su primer pozo en producción Caribe-1 en Octubre de 1969 incrementándose hasta alcanzar un pico de 1449 bpd dos años después y manteniendo un paralelismo notable entre la tasa de producción de petróleo y la tasa de líquido total durante sus primeros 3 años de producción. A partir de 1971 la tendencia paralela de la tasa de líquido total con respecto a la tasa de producción de petróleo se pierde debido a la aparición de producción de agua que va ascendiendo y va tomando protagonismo en el campo durante el periodo histórico de producción.

Por lo tanto la producción de petróleo comienza a decrecer hasta finales de 1979 a una producción de 350 bopd manteniéndose constante sin sobrepasar los 300 bopd por los próximos 27 años muy justamente por encima de la producción de agua.

Desde el año 2008 gracias a la entrada y al aporte de nuevos pozos como Caribe-2, Caribe-5, Caribe-7 y Caribe-8 la producción de petróleo incrementa en una proporción aproximada de 400 bpd de diferencia con respecto a la producción de agua convirtiéndose así en el fluido predominante por los últimos 5 años y alcanzando picos importantes de 1380 bopd a la fecha de Junio del 2013.

La curva del corte de agua empieza a pronunciarse en la vida temprana del campo una vez se empieza a producir a partir de 1970 aumentando suavemente hasta alcanzar cortes del 70% a finales de 1986 y manteniéndose en rangos promedios entre el 40% y 50% durante los siguientes años hasta la actualidad destacando picos de hasta el 100% en Agosto del 2005. Por lo tanto la tasa de producción de petróleo se vio afectada durante ese periodo de cortes de agua sin superar los 300 bopd. De forma contraria sucede con la relación gas-petróleo que se mantiene variable tendiendo a disminuir durante los últimos años del periodo histórico de producción del campo.

#### 4.1.5. Campo Sucio

El campo inicia producción comercial en 1970 con el pozo Sucio-1. En 1979 Ecopetrol asume la operación de los campos del Área Occidente. Los principales eventos en la historia de producción de Sucio se relacionan a continuación y se resaltan en la (Figura 8).

1970: Descubrimiento, con el pozo Sucio-1 e inicio de producción

1970: Pico de producción de 1613 BPD (Diciembre)

1971: Se perfora Sucio-2, bajo en la estructura

1979: Ecopetrol asume la operación del Área Occidente

2000: Cierra el campo por problemas de orden público

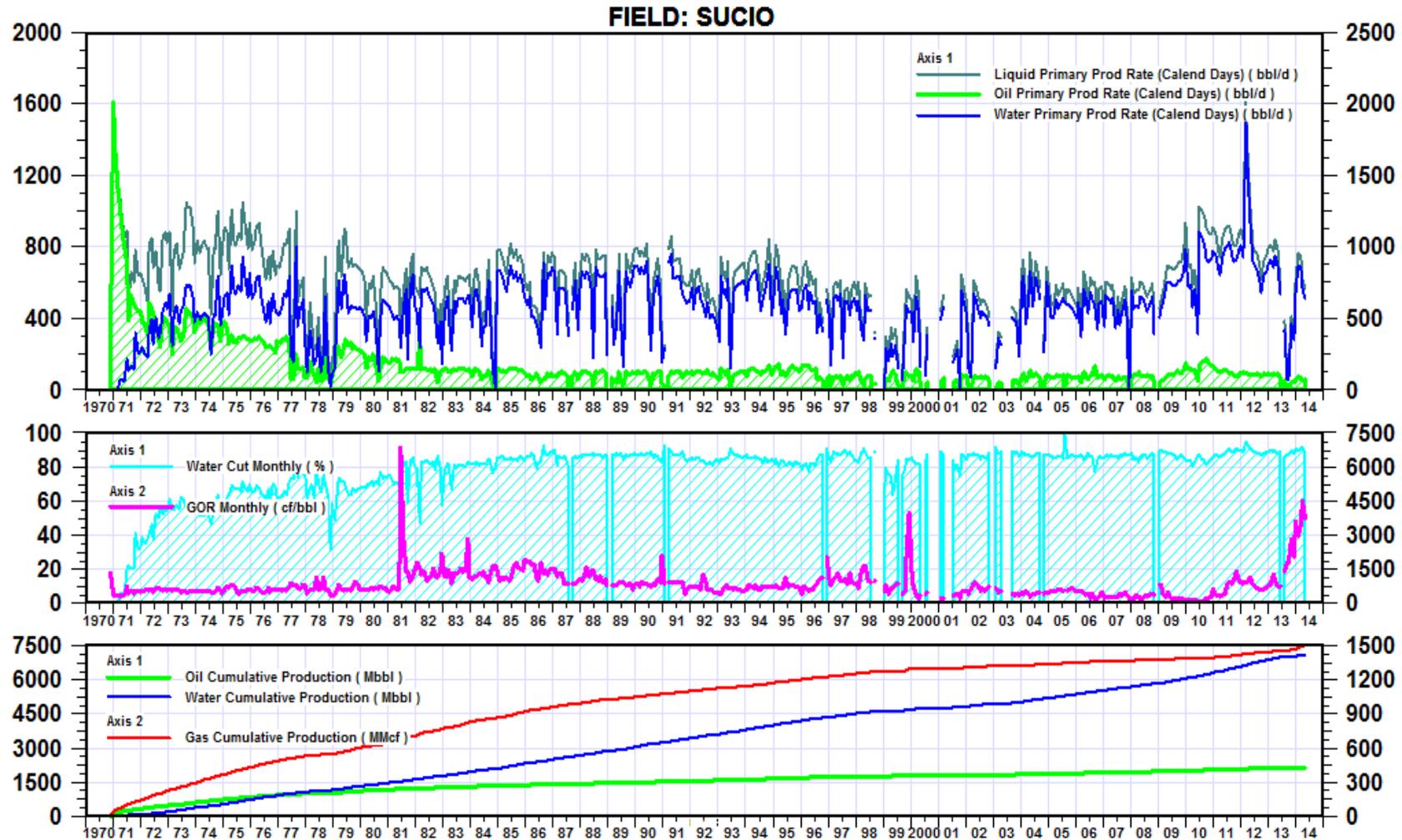
2008: Se cambia sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico a electrosumergible

Como se mencionó antes, solo el Sucio-1 permanece activo, produciendo 68 Bopd (Abril, 2014) (Tabla. 27).

Tabla 27. Potencial Pozo Sucio-1. Campo Sucio

<b>Pozo</b>	Sucio-1
<b>Campo</b>	Sucio
<b>Coordinación</b>	Área Occidente
<b>Formación</b>	Caballos
<b>Facilidad de Producción</b>	Batería Caribe
<b>Estado</b>	Activo
<b>Producción Total (Bpd)</b>	750
<b>BSW (%)</b>	91
<b>Producción Neta (Bopd)</b>	68
<b>Producción de Agua (Bwpd)</b>	682
<b>Producción de Gas (Kpcd)</b>	N.R
<b>Sistema de Producción</b>	BES
<b>Velocidad. SLA (Vlr)</b>	60
<b>Unidad de Velocidad</b>	Hz

Figura 8. Historial de Producción Campo Sucio.



Fuente: Software OFM (OilField Manager). Licencia Ecopetrol

El Campo Sucio como se mencionó anteriormente produce de la formación Caballos. Al 31 de Diciembre del 2012 no se encuentra información relacionada con el petróleo acumulado, petróleo original in situ y sus reservas.

El historial de producción de fluidos, corte de agua, relación gas-petróleo (GOR) y la producción acumulada de fluidos se han graficado versus la fecha de producción. Se ha tomado toda la fecha (tiempo) de producción para el Campo Sucio desde el inicio hasta el cierre o última fecha de producción validada (2013).

En la curva histórica de producción el Campo Sucio empieza con una producción de petróleo bastante alta de 1613 bopd aportada por su primer y mayor pozo en actividad de producción del campo, Sucio-1, en Diciembre de 1970. Durante los primeros 4 meses de producción la tasa de producción de petróleo y la tasa de líquido total mantienen una relación paralela.

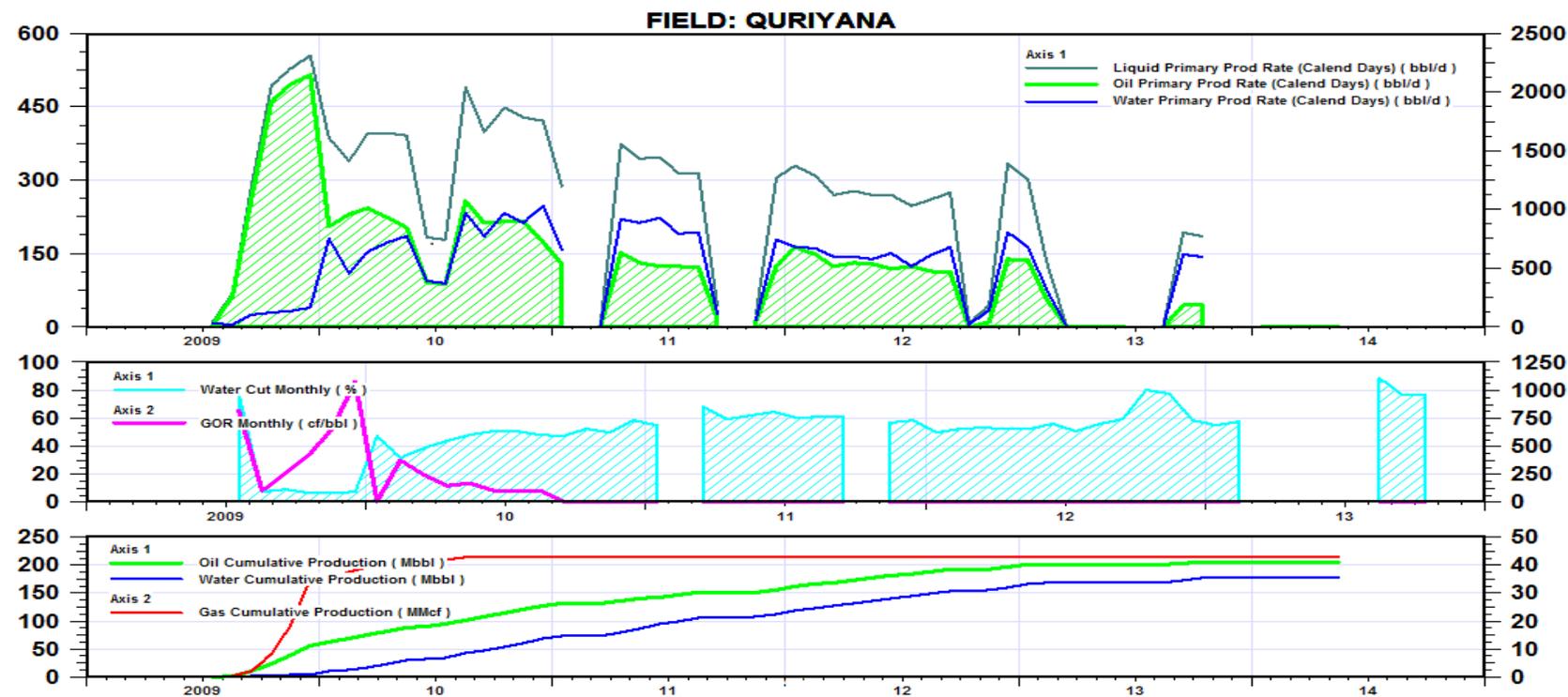
Desde el quinto mes (Marzo de 1971) la tasa de líquido total comienza a aumentar y a dejar la tendencia paralela que sostenía con la producción de petróleo debido al flujo de agua ascendente a tal punto que logra alcanzar un nivel notorio de producción a partir del tercer año de producción convirtiéndose así en el fluido predominante durante todo el periodo histórico de producción del campo Sucio. Por lo que la producción de petróleo toma un rumbo inesperado decreciente cayendo a una producción por debajo de los 200 bopd durante toda la producción histórica del campo (Junio del 2013).

La curva del corte de agua empieza a pronunciarse en la vida temprana del campo una vez se empieza a producir, superando rangos del 60% de corte de agua ya en los primeros 3 años, manteniéndose aproximadamente en un rango de 70% a 90% incluso con picos donde alcanzan el 100% de corte de agua exactamente en el mes de Agosto del 2005, por tal situación la tasa de producción de petróleo disminuye de forma proporcional a medida que este corte de agua se mantiene en ciertos porcentajes a lo largo de la producción histórica del Campo. De forma contraria sucede con la relación gas-petróleo que se mantiene prácticamente constante y baja durante todo el periodo histórico de producción del campo resaltando picos en los años 1980 y 2000.

#### 4.1.6. Campo Quriyana

El Campo Quriyana fue descubierto por Ecopetrol S.A. en 2008, mediante la perforación del pozo Quriyana-1; las pruebas selectivas iniciales mostraron una producción superior a 500 BPD con un corte de agua inferior al 10%. En la actualidad se encuentra como inactivo el pozo Quriyana-1 (Abril 2014) debido a problemas de orden publico, pero a manera de demostacion se tiene el comportamiento de historia de produccion del campo Quriyana desde el año en que empezó a producirse (Figura 9).

Figura 9. Historial de Producción Campo Quriyana



Fuente: Software OFM (OilField Manager). Licencia Ecopetrol

El Campo Quriyana como se mencionó anteriormente produce de la formación Caballos. Al 31 de Diciembre del 2012 el campo Quriyana contenido por su único pozo Quriyana 1. Se encuentra como inactivo por cierre debido a problemas de orden público por lo que no se encuentra mucha información general y específica. Dichos problemas por falta de información ya mencionados en capítulos anteriores.

El historial de producción de fluidos, corte de agua, relación gas-petróleo (GOR) y la producción acumulada de fluidos se han graficado versus la fecha de producción. Se ha tomado toda la fecha (tiempo) de producción para el Campo Quriyana desde el inicio hasta el cierre o última fecha de producción validada (2013).

En la curva histórica de producción del Campo Quriyana caracterizada por sus constantes cierres y tendencia variable a lo largo de su periodo histórico de producción debido a los numerables problemas de orden público. El campo Quriyana es el campo más joven del Área Occidente empezando con una producción de petróleo de 5.16 bopd en el mes de Enero de 2009 y seguidamente una producción de 112 bopd en los próximos dos meses aportada por su primer y mayor pozo en actividad de producción, Quriyana-1, alcanzando su máximo pico de producción cerca de los 500 bopd en el mes de Junio del 2009.

La producción de agua empieza a tomar su rol en el campo ascendiendo a tasas de hasta 75 bwpd a mediados del año 2009 y caracterizándose por ser el fluido predominante durante el periodo histórico de producción del campo a comienzos del año 2010 perjudicando así la vida prospera y económica del campo.

La curva del corte de agua empieza a pronunciarse en la vida temprana del campo una vez se empieza a producir, superando rangos del 70% ya en el primer mes de producción, manteniéndose aproximadamente en un rango de 40% A 80% durante los periodos de producción incluso con picos donde alcanza el 90% de corte de agua en los primeros meses del año 2013, por lo tanto la tasa de producción de petróleo disminuye de forma proporcional a medida que este corte de agua se mantiene en ciertos porcentajes a lo largo de la producción histórica del Campo. De forma contraria sucede con la relación gas-petróleo que se mantiene en cero a partir del año 2010 teniendo en cuenta su máximo pico a mediados del 2009.

## 4.2. Historia de Presión de los Yacimientos

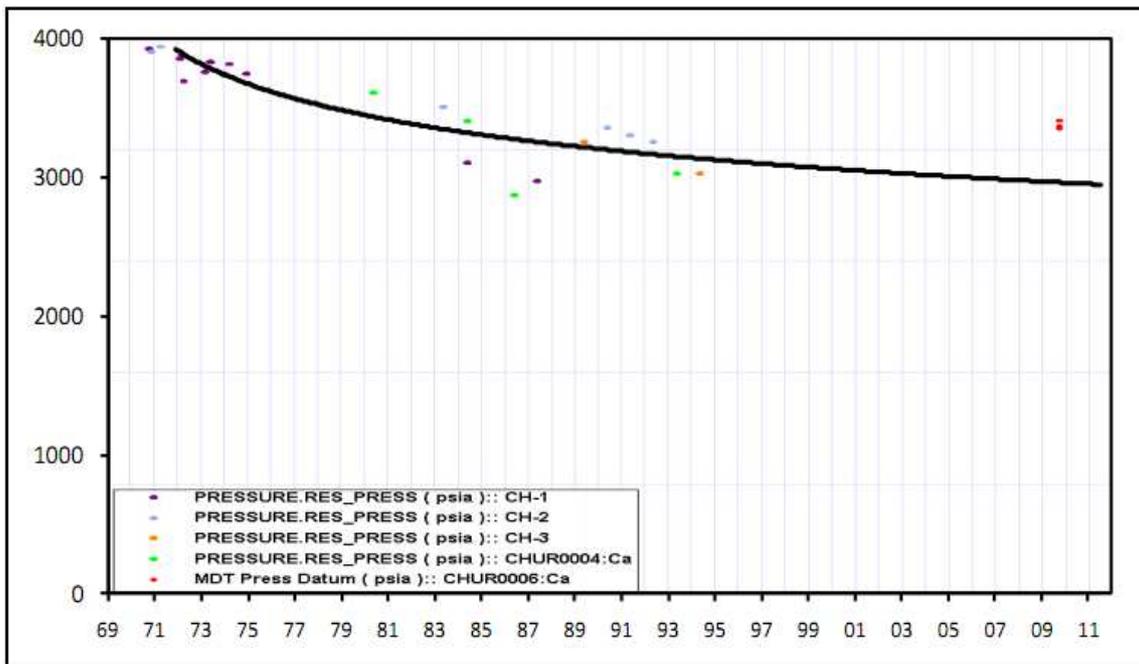
### 4.2.1. Campo Churuyaco

A partir de datos recopilados por el departamento de yacimientos y producción en base a la formación productora Caballos del campo Churuyaco y tomando como herramienta la licencia adquirida por parte de Ecopetrol del software OFM (OilFiled Manager) se pudo construir curvas de historia de presión.

En el campo Churuyaco la historia de producción indica que la formación Caballos empieza a ser explotada a finales del año 1971 (Figura 4 en el numeral 4.1.1). La información del comportamiento de presión del yacimiento (Figura 10) es escasa; la presión original es de 3900 psi a la profundidad de 7200 ft TVD, la presión actual se estima en 2950 psi. La formación Caballos para el campo Churuyaco estaría subsaturada y relativamente lejana a alcanzar la presión de saturación de 1530 psi, ya que la presión ha caído 950 psi aproximadamente, en 40 años de producción y equivale a un 25% de la presión original, con un factor de recobro de 13.3%. Según los datos históricos de presión y pruebas de presión para el año 1972 la presión era de 3900 psi. La tendencia de la historia de presiones nos indica que para el año 2011 la presión del yacimiento es de 3000 psi aproximadamente, lo que demostraría una pérdida de 23 psi de presión anualmente.

Es importante resaltar que los datos históricos de presión no son suficientes, por lo cual se recomienda realizar medidas de presión estática con mayor frecuencia.

Figura 10. Comportamiento historia de presión campo Churuyaco



Fuente: Software OFM (OilFiled Manager). Licencia Ecopetrol

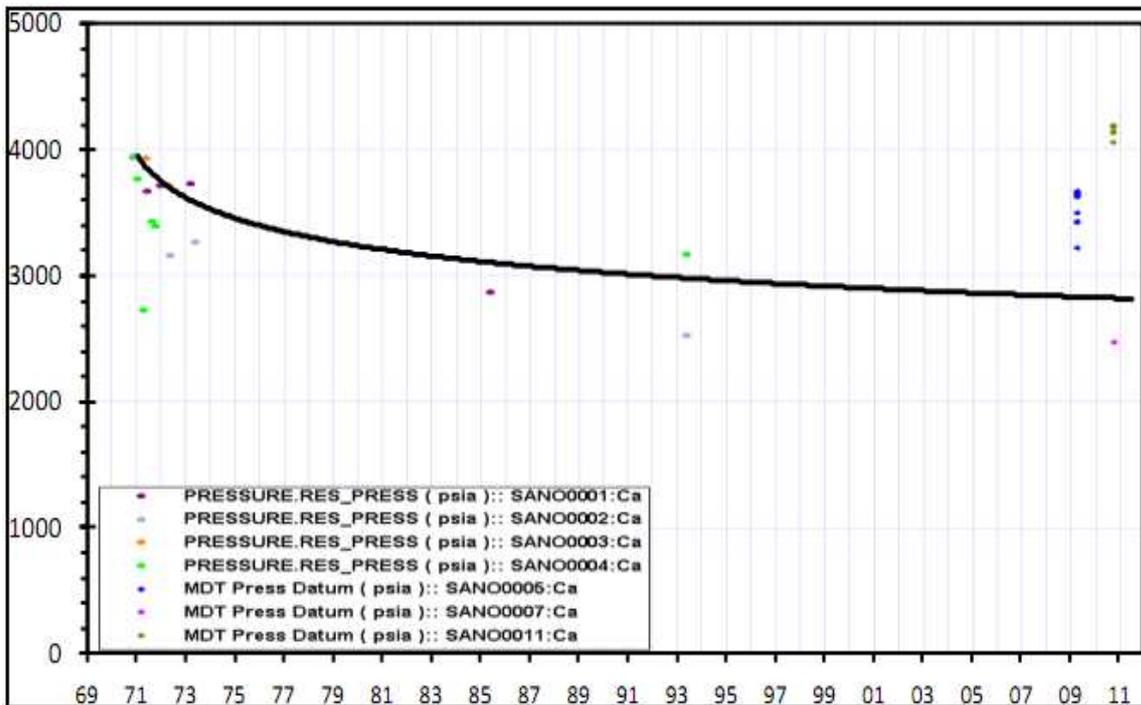
#### 4.2.2. Campo San Antonio

A partir de datos recopilados por el departamento de yacimientos y producción en base a la formación productora Caballos del campo San Antonio y tomando como herramienta la licencia adquirida por parte de Ecopetrol del software OFM (OilFiled Manager) se pudo construir curvas de historia de presión.

En el campo San Antonio la historia de producción indica que la formación Caballos empieza a ser explotada a principios del año 1971 (Figura 5 en el numeral 4.1.2). La información del comportamiento de presión del yacimiento a través del tiempo es escasa y se ilustra en la (Figura 11). La presión original de 3900 psi a la profundidad de 7500 ft TVD. La presión actual se estima en 2800 muy por encima de la presión de burbuja de 482 psi, por lo que se puede afirmar que la formación Caballos para el campo San Antonio estaría subsaturada y relativamente lejana a alcanzar la presión de saturación cayendo 1100 psi aproximadamente (29% de la presión original), en 40 años de producción con un factor de recobro del 15.3%. Según los datos históricos de presión y pruebas de presión para el año 1971 la presión era de 3900 psi. La tendencia de la historia de presiones nos indica que para el año 2011 la presión del yacimiento es de 2800 psi lo que demostraría una pérdida de 27.5 psi de presión por año.

Los datos históricos de presión no son suficientes, por lo que se recomienda tomar medidas de la presión estática con mayor frecuencia.

Figura 11. Comportamiento historia de presión campo San Antonio



Fuente: Software OFM (OilFiled Manager). Licencia Ecopetrol

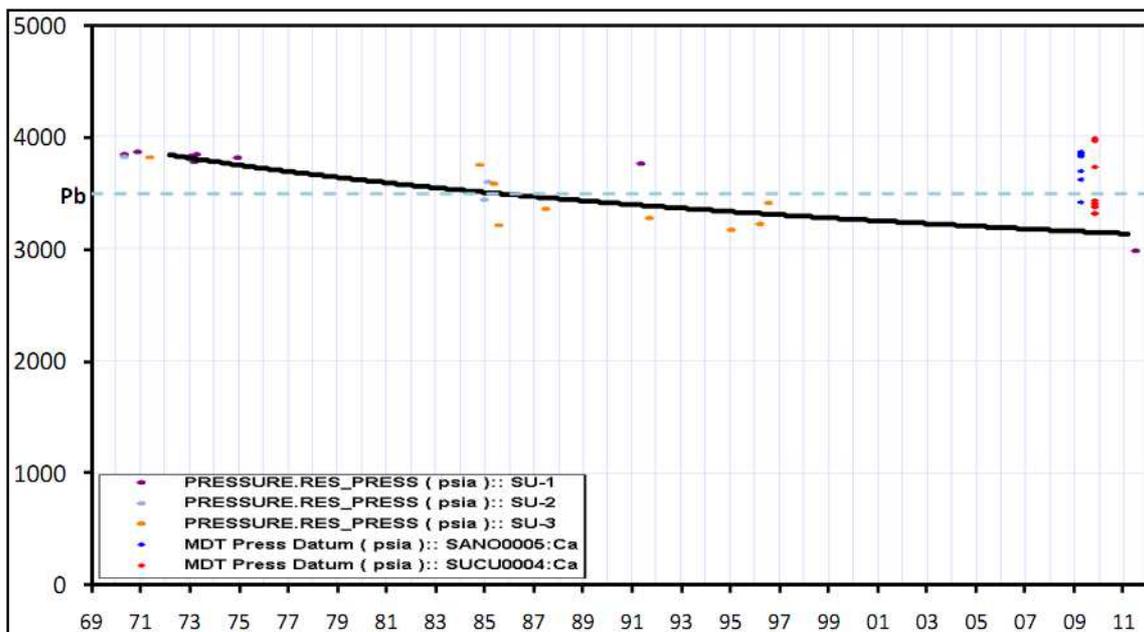
### 4.2.3 Campo Sucumbios

A partir de datos recopilados por el departamento de yacimientos y producción en base a la formación productora Caballos del campo Sucumbios y tomando como herramienta la licencia adquirida por parte de Ecopetrol del software OFM (OilFiled Manager) se pudo construir curvas de historia de presión.

En el campo Sucumbios la historia de producción indica que la formación Caballos empieza a ser explotada a principios del año 1972 (Figura 6 en el numeral 4.1.3). La información del comportamiento de presión del yacimiento a través del tiempo es escasa y se ilustra en la (Figura 12). La presión original de 3800 psi a la profundidad de 7500 ft TVD. La presión actual se estima en 3150 psi por debajo de la presión de burbuja de 3561 psi, por lo que se puede afirmar que la formación Caballos para el campo Sucumbios estaría saturada y se tendría gas libre actualmente en el yacimiento, cayendo 650 psi aproximadamente en 40 años de producción y equivale a un 18% de la presión original, con un factor de recobro de solo 3%.

Sin embargo, es importante resaltar que los datos históricos de presión no son suficientes, razón por la cual se recomienda realizar medidas de presión estática. Según los datos históricos de presión y pruebas de presión para el año 1972 la presión era de 3800 psi. La tendencia de la historia de presiones nos indica que para el año 2011 la presión del yacimiento es de 3200 psi aproximadamente, lo que demostraría una pérdida de 15.4 psi de presión anualmente.

Figura 12. Comportamiento historia de presión campo Sucumbios



Fuente: Software OFM (OilFiled Manager). Licencia Ecopetrol

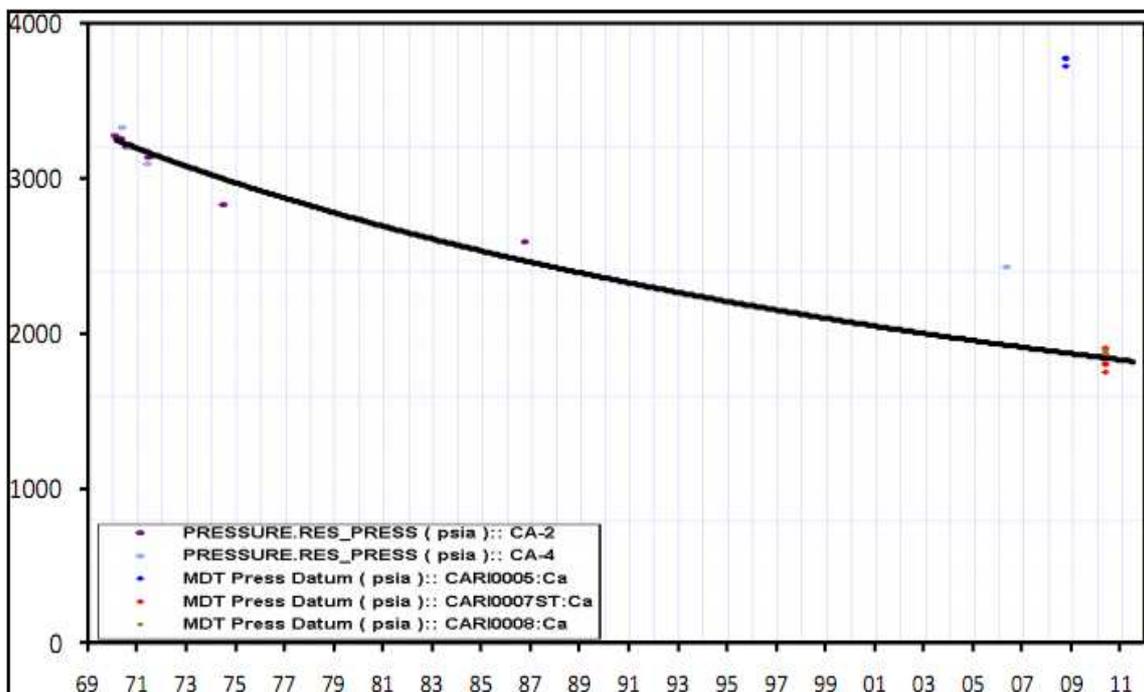
#### 4.2.4. Campo Caribe

A partir de datos recopilados por el departamento de yacimientos y producción en base a la formación productora Caballos del campo Caribe y tomando como herramienta la licencia adquirida por parte de Ecopetrol del software OFM (OilFiled Manager) se pudo construir curvas de historia de presión.

En el campo Caribe la historia de producción indica que la formación Caballos empieza a ser explotada a principios del año 1969 (Figura 7 en el numeral 4.1.4). La información del comportamiento de presión del yacimiento a través del tiempo es escasa y se ilustra en la (Figura 13). La presión original de 3250 psi a la profundidad de 7500 ft TVD. La presión actual se estima en 1800 por encima de la presión de burbuja de 1168 psi, por lo que se puede afirmar que la formación Caballos para el campo Caribe estaría subsaturada pero muy próxima a alcanzar la presión de burbuja, cayendo 1450 psi aproximadamente (29% de la presión original), en 40 años de producción, con un factor de recobro del 27.2%. Según los datos históricos de presión y pruebas de presión para el año 1970 la presión era de 3300 psi. La tendencia de la historia de presiones nos indica que para el año 2011 la presión del yacimiento es de 2800 psi lo que demostraría una pérdida de 12.2 psi de presión por año.

Los datos históricos de presión no son suficientes, por lo que se recomienda tomar medidas de la presión estática con mayor frecuencia.

Figura 13. Comportamiento historia de presión campo Caribe



Fuente: Software OFM (OilFiled Manager). Licencia Ecopetrol

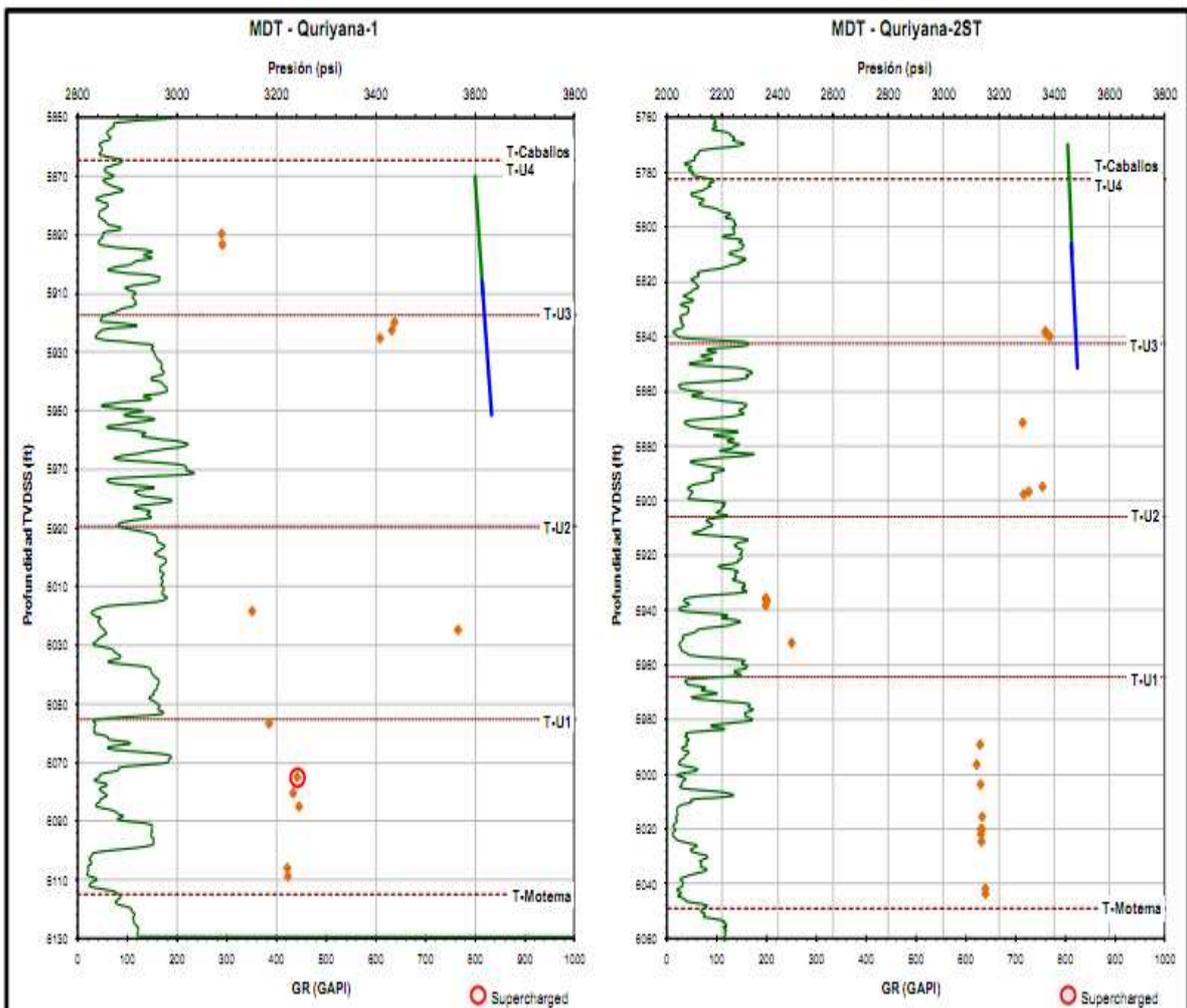
#### 4.2.5. Campo Sucio

No existe información del comportamiento de presión del yacimiento con el tiempo; la presión original se estimó por correlación con el campo Caribe en 3000 psi a la profundidad de 5600

#### 4.2.6. Campo Quriyana

El comportamiento de las mediciones de presión disponibles (RFT) en Quriyana-1 y Quriyana-2 (Figura 14) es indicativo de la no-existencia de un soporte de presión eficiente en el campo; igual que en el campo Sucumbíos, Quriyana es una estructura delimitada por fallas, lo que limita el soporte de presión que el acuífero puede brindar.

Figura 14. Comportamiento de la presión campo Quriyana



Fuente: PDI Área Occidente. Exploración y producción gerencia técnica y de desarrollo E&P

## **5. PRODUCCIÓN DE AGUA**

### **5.1. Intrusión de agua**

Muchos yacimientos están limitados parcial o totalmente por rocas saturadas con agua, denominadas acuíferos. Los acuíferos pueden ser muy grandes en comparación con el yacimiento adyacente, caso en el cual se consideran de extensión infinita, bajo todo punto de vista práctico. También pueden ser tan pequeños que su efecto sobre el comportamiento del yacimiento puede considerarse insignificante. El propio acuífero puede estar totalmente limitado por una roca impermeable, de manera que el yacimiento y acuífero forman juntos una unidad volumétrica o cerrada. Por otra parte, el yacimiento puede aflorar en uno o más lugares donde puede reabastecerse de aguas superficiales. Por último, pueden existir acuíferos prácticamente horizontales con el yacimiento adyacente, o, inclusive, en el caso del borde de cuencas estructurales, puede encontrarse por encima del yacimiento y suministrar un tipo de flujo cartesiano de agua al yacimiento.

Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, suministrando una invasión o intrusión de agua que puede ocurrir debido a:

- Expansión de agua.
- Expansiones de otras acumulaciones de hidrocarburos conocidas o ignoradas en el acuífero.
- Compresibilidad de la roca del acuífero
- Flujo cartesiano, donde el acuífero se eleva por encima del nivel del yacimiento.

#### **5.1.1. Flujos de Agua en Yacimientos.**

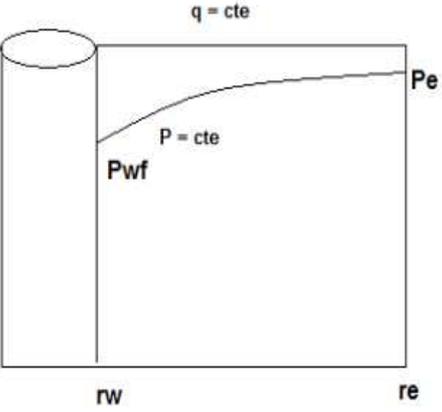
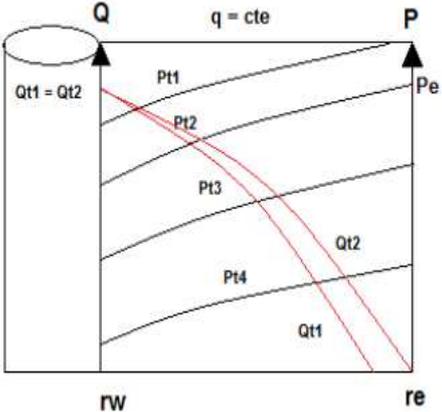
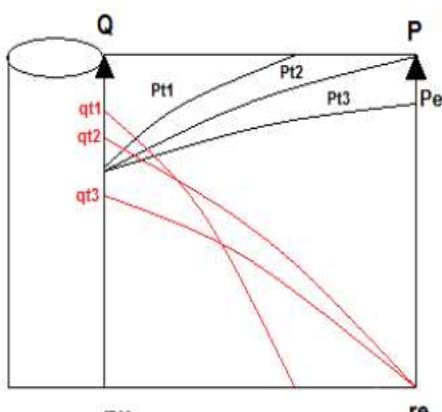
Muchos yacimientos de gas y petróleo se producen por un mecanismo denominado "empuje de agua." A menudo, esto se llama empuje de agua natural para distinguirla del empuje de agua artificial que consiste en la inyección de agua en la formación. La producción de hidrocarburos desde el yacimiento y la caída de presión posterior incitan una respuesta del acuífero para compensar la caída de presión. Esta respuesta viene en la forma de un influjo de agua, comúnmente llamado la invasión de agua, que se atribuye a:

- Expansión del agua en el acuífero
- La compresibilidad de la roca del acuífero
- Flujo cartesiano donde la formación del acuífero se encuentra estructuralmente más alta que la zona productiva. Los sistemas de formación de acuífero se clasifican generalmente sobre la base descrita en las secciones siguientes.

##### **5.1.1.1. Regímenes de Flujo**

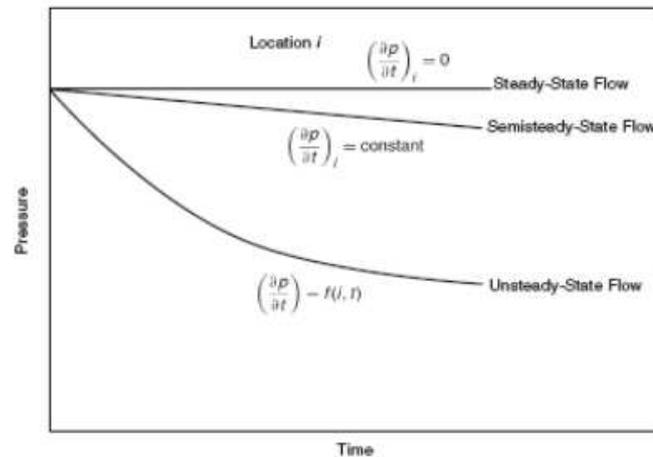
Hay básicamente tres regímenes de flujo que influyen en la tasa de influjo de agua en el yacimiento. Estos regímenes de flujo son: Estado estable, Estado pseudoestable, Estado inestable.

Tabla 28. Regímenes de Flujo en el yacimiento

REGIMENES DE FLUJO	EXPRESION MATEMATICA	DIAGRAMA
<p><b>Estado Estable:</b> El régimen de flujo se identifica como un flujo de estado estable si la presión en cada ubicación en el yacimiento permanece constante, es decir, no cambia con el tiempo.</p>	$(\partial p / \partial t)_i = 0$	
<p><b>Estado Pseudoestable:</b> Sucede cuando la presión en diferentes lugares en el yacimiento está disminuyendo linealmente como una función de tiempo, es decir, a una tasa decreciente constante, la condición de flujo se caracteriza como flujo en estado pseudoestable.</p>	$(\partial p / \partial t)_i = \text{constant}$	
<p><b>Flujo Inestable:</b> Conocido también como Flujo en estado no estacionario (frecuentemente llamado flujo transitorio) se define como la condición de flujo de fluido en el que la tasa de cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento no es cero o constante.</p>	$(\partial p / \partial t) = f(i, t)$	

La (Figura 15) muestra una comparación esquemática de las caídas de presión como una función del tiempo de los tres regímenes de flujo antes descritos.

Figura 15. Declinamientos de presión bajo diferentes regímenes de flujo.



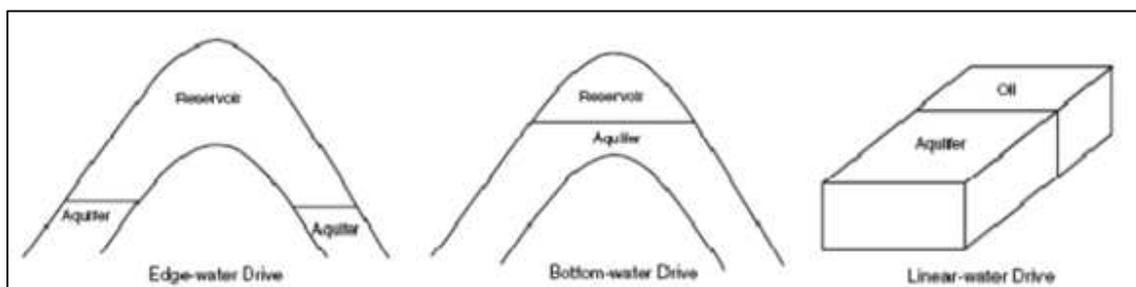
Fuente: Advanced Reservoir Engineering. Oxford, UK. Ahmed, Tarek. McKinney, Paul (2005).

### 5.1.1.2. Geometría de Flujo

Los Sistemas de yacimiento-acuífero se pueden clasificar en función de la geometría de flujo como: Empuje Lateral, Empuje de Fondo y Empuje Lineal.

- **Empuje Lateral:** Como se muestra en la (Figura 16), el agua se mueve en los flancos del yacimiento, como consecuencia de la producción de hidrocarburos y la caída de presión en el límite del yacimiento acuífero. El flujo es esencialmente radial con flujo insignificante en la dirección vertical.
- **Empuje de Fondo:** Se produce en yacimientos con gran extensión areal y un buzamiento suave donde el contacto agua-petróleo subyace completamente el yacimiento. El flujo es esencialmente radial y, a diferencia del Empuje Lateral, existe un significativo flujo vertical.
- **Empuje Lineal:** El influjo viene de uno de los flancos del yacimiento. El flujo es estrictamente lineal con un área de sección transversal constante.

Figura 16. Tipo de Geometrías de Flujo



Fuente: Fuente: Advanced Reservoir Engineering. Oxford, UK. Ahmed, Tarek. McKinney, Paul (2005).

### 5.1.2. Orígenes de la Producción Excesiva de Agua

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo. Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva).

**Agua de barrido:** Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede construir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

**Agua ‘buena’:** Es el agua producida dentro del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua-petróleo (WOR). Es consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo del petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual del WOR. Dado que el agua buena, por definición, produce petróleo junto con ella se debería tratar de maximizar su producción. Para reducir los costos implícitos, el agua debería eliminarse tan pronto como fuera posible, en forma ideal mediante un separador de fondo.

**Agua ‘Mala’:** El agua mala se puede definir como la que no produce petróleo o cuya producción de petróleo asociada no es suficiente para compensar el costo de manejo. Es decir, es agua producida por encima del límite económico de WOR. Las fuentes del problema causantes de la producción de agua mala pueden ser cercanas al pozo o relacionadas al yacimiento.

### 5.1.3. Problemas Cercanos al Pozo de Producción Excesiva de Agua

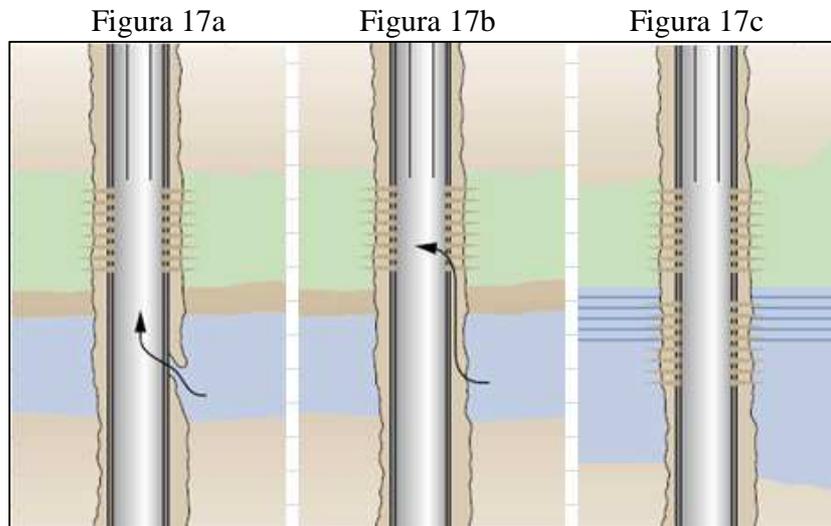
Los problemas cercanos al pozo que generan alta producción de agua (Figura 17) son:

**Filtraciones en el Casing:** Las filtraciones a través del casing, la tubería de producción permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. (Figura 17a).

**Canales detrás del Casing:** La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del casing e invada el espacio anular. (Figura. 17b)

**Contacto Agua-Petróleo Dinámico:** Si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical baja. Dado que el contacto asciende lentamente. (Figura 17c)

Figura 17. Problemas Cercanos al Pozo Intrusión de Agua



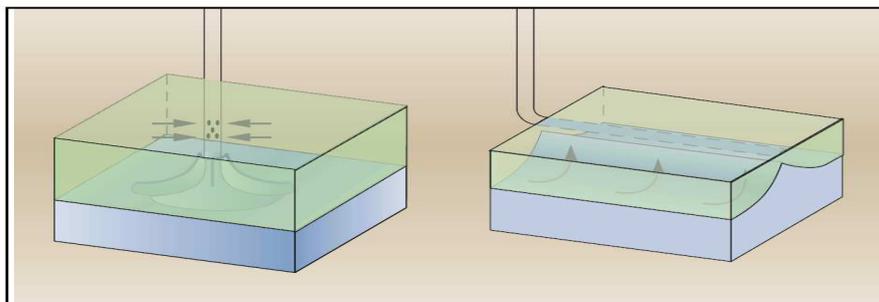
Fuente: Water Control. Houston Texas. Oilfield Review. Bailey Bill (2000).

#### 5.1.4. Problemas de Producción Excesiva de Agua Relacionados al Yacimiento

Dentro de los problemas relacionados con el reservorio se incluyen:

**Conificación y Formación de Crestas o Cúspide:** La Conificación es el movimiento vertical del agua o gas, hacia arriba o hacia abajo respectivamente, en dirección de las perforaciones de la zona productora de petróleo de un determinado pozo. Es propio de los yacimientos que tienen empuje hidrostático y en especial del empuje de fondo; la conificación es causada por los gradientes de presión establecidos en el borde del pozo, provocados por la producción del petróleo, donde la conificación depende de la tasa de producción. Los factores que producen la conificación de agua son similares tanto para pozos horizontales como verticales, pero debido a la configuración del pozo, este se desarrolla en forma diferente en el yacimiento, tal como se puede observar en la (Figura 18). En pozos verticales la caída de presión se concentra alrededor del pozo, hacia un punto común (perforaciones de la zona productora), mientras que en pozos horizontales las caídas de presión se distribuyen a lo largo de la longitud horizontal del pozo.

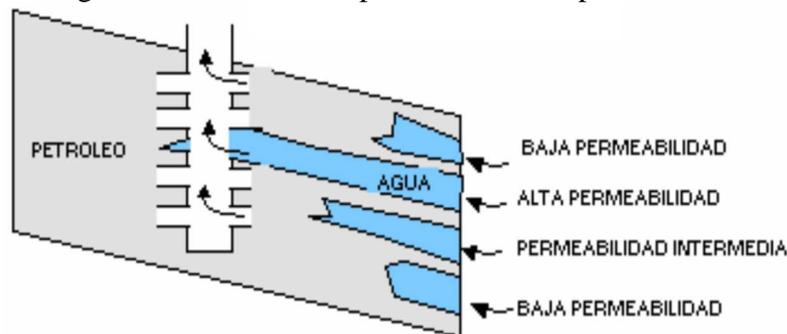
Figura 18. Conificación y formación de Cresta o Cúspide



Fuente: Water Control. Houston Texas. Oilfield Review. Bailey Bill (2000).

**Canalización o Digitación:** En casos más generales, para yacimientos heterogéneos, y/o en presencia de una desfavorable relación de movilidad de los fluidos, el proceso de desplazamiento es dominado por fuerzas viscosas, y usualmente resulta de las altas irregularidades en el frente de agua. El agua puede introducirse por lugares de alta conductividad, como son fallas o debido a elevadas permeabilidades, conocido también como fingering, generando rápidamente un rompimiento del cono de agua en algunos pozos productores. Al mismo tiempo, las grandes heterogeneidades geológicas (sellos, fallas, o variaciones estratigráficas), pueden prevenir el avance del agua en algunas áreas del reservorio.

Figura 19. Canalización por zonas de alta permeabilidad



Fuente: Repsol YPF

## 5.1.5. Técnicas de Diagnóstico de Producción de Agua

### 5.1.5.1. Gráficos de Diagnóstico para el Control de Agua (Método de Chan)

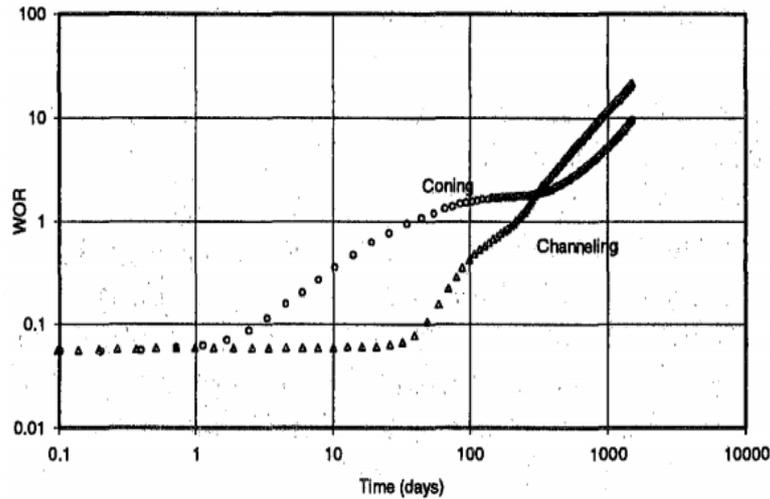
A partir de estudios de simulación matemática sobre conificación de agua y canalización, se descubrió que las gráficas de WOR (relación agua petróleo) vs. tiempo muestran diferentes tendencias para cada mecanismo de ingreso de agua en particular. Además, se determinó que las derivadas respecto al tiempo de WOR son útiles para diferenciar si el motivo de la producción de agua es conificación, avance de agua por capas de alta permeabilidad o canalización cercana al pozo. Los esfuerzos técnicos para el desarrollo de mecanismos que contrarresten altas tasas de producción de agua en pozos petrolíferos han sido intensos y aunque se ha tenido éxito en muchos casos con el uso de geles que generen barreras de flujo para controlar el ingreso de agua, la relación de efectividad de dichos tratamientos permanece baja. Usualmente, los mecanismos de excesiva producción de agua no estaban lo suficientemente definidos o confirmados. Se procedió definiendo tres tipos básicos de problemas que expliquen las causas de producción de agua dado que la experiencia de campo mostró que el diseño de un tratamiento exitoso no sería el mismo para los diferentes mecanismos.

Estos fueron:

1. Conificación de agua.
2. Canalización.
3. Problemas cercanos al pozo.

Las gráficas de WOR respecto al tiempo son mucho más efectivas en comparación con las de corte de agua para identificar las tendencias de producción y clasificar que tipo de mecanismo, dentro de los tres mencionados anteriormente, es el causante de los problemas en el pozo. La (Figura 20) fue generada en un simulador utilizando los mismos datos de PVT, saturación, permeabilidad, distribución de porosidad y condiciones iniciales de reservorio.

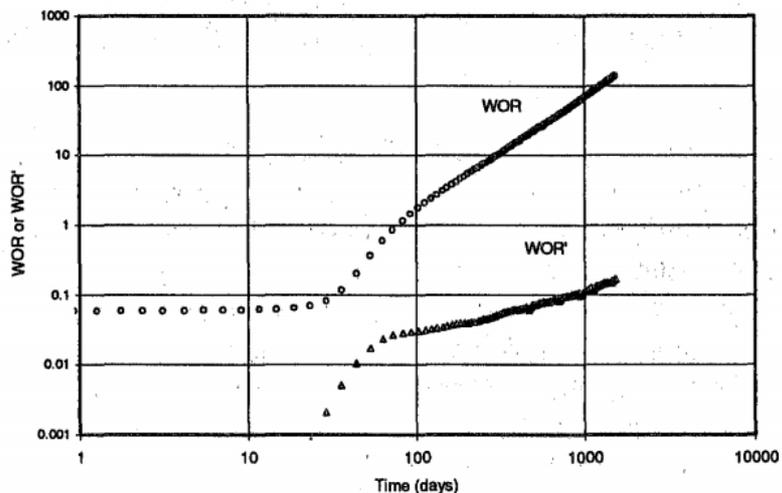
Figura 20. Comparación entre WOR para Conificación y Canalización de agua



Fuente: Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. K.S. Chan

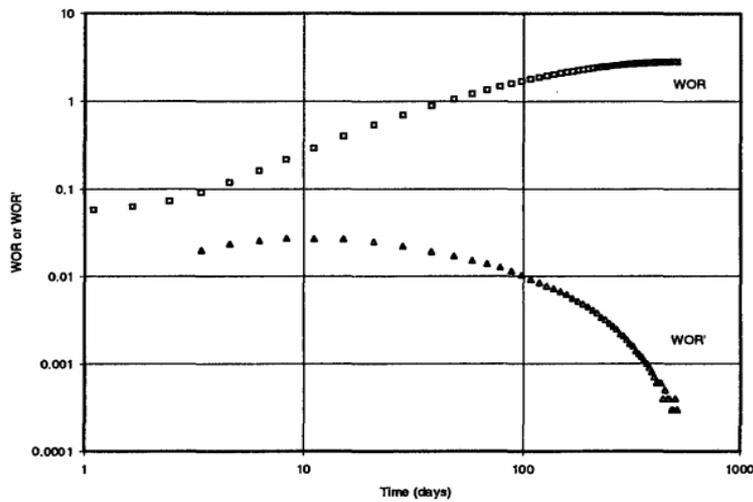
Estudios posteriores confirmaron que las derivadas de WOR respecto al tiempo son útiles para diferenciar conificación de canalización. Las (Figuras 21 y 22) muestran las curvas de WOR y  $WOR'$  para canalización y conificación. La primera derivada de WOR respecto al tiempo ( $WOR'$ ) muestra una pendiente constante positiva para canalización y una pendiente negativa y variable para conificación.

Figura 21. Curvas WOR y  $WOR'$  para canalización multicapa



Fuente: Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. K.S. Chan

Figura 22. Curvas WOR y WOR` para conificación.



Fuente: Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. K.S. Chan

Esta técnica tiene varias ventajas:

- Usa principalmente datos históricos de producción disponibles
- Permite visualizar rápidamente un gran número de pozos
- Implica los mejores principios y prácticas de ingeniería de yacimientos.
- Proporciona resultados muy útiles para conducir un estudio detallado de mecanismos de producción de agua.
- Compara mecanismos entre pozos adyacentes, pozos problemáticos vs pozos buenos, y por área o patrón de flujo.
- Las curvas WOR vs tiempo y WOR` vs tiempo se complementan de manera muy efectiva con las curvas históricas de producción de fluidos y las curvas de declinación de tasa de petróleo para elegir pozos candidatos a programas posteriores de control de agua.

## 6. APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE DIAGNOSTICO PARA PRODUCCION EXCESIVA DE AGUA

Una vez que se han identificado y analizado los datos de producción que son útiles para la aplicación del Método de Chan para el diagnóstico de alta producción de agua de los pozos que actualmente se encuentran activos (Capítulo 4, numeral 4.1) en el Área Occidente. Se procede a construir curvas históricas que relacionan WOR vs Tiempo y su derivada WOR' vs Tiempo, para cada campo del Área Occidente con sus respectivos pozos.

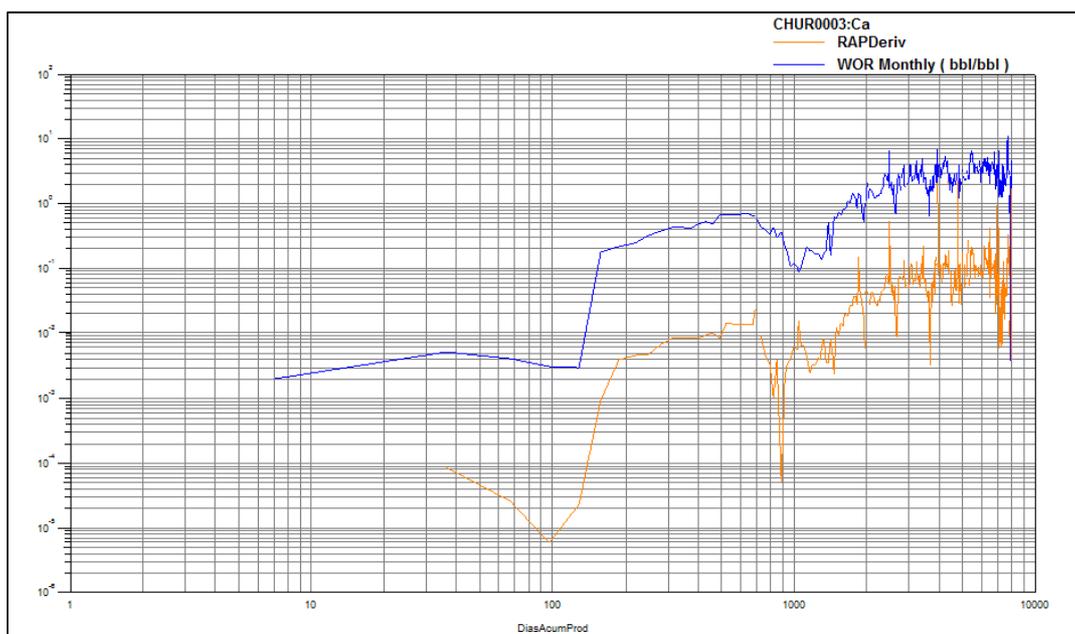
### 6.1. Aplicación de Técnicas de Diagnóstico para Control de Agua (Método de Chan)

En el Capítulo 5, numeral 5.1.5 se describió de forma general las curvas de Chan para discernir los problemas asociados a la excesiva producción de agua, teniendo básicamente tres tipos de problemas: Canalización o Digitación, Danos Mecánicos Cercanos al Pozo y Conificación. En este numeral se muestran y se analizan las gráficas que se han trazado utilizando el historial de producción para cada uno de los pozos en estudio e identificar el posible problema que se presenta en el pozo, haciendo uso de la herramienta OFM (OilField Manager) licencia facilitada por SOP – Ecopetrol, tomando como ejemplo análisis el pozo Churuyaco-3 y tabulando el diagnostico de los pozos restantes, Tabla 28.

#### 6.1.1. Campo Churuyaco

##### Pozo Churuyaco-3

Figura 23. Gráfico de diagnóstico para producción excesiva de agua. Pozo Churuyaco-3



Fuente: Software OFM (OilField Manager). Licencia Ecopetrol

La grafica que ilustra la Relación Agua-Petróleo o en sus siglas en ingles Water-Oil Relation (WOR) y su respectiva derivada (WOR') en función del tiempo de producción acumulado (en días) (Figura 23) se trazó en papel (log-log) ya que posee la escala adecuada para este tipo de curvas. Dentro del intervalo de producción acumulada, en la gráfica se evidencia tres periodos con diferente disposición en los valores de WOR respecto al tiempo, lapso de tiempo en el que el valor de la relación agua-petróleo crece desde 0.02 a cifras de 10.

Durante el primer periodo en los primeros 100 días se presentan datos de WOR estables, casi planos acorde con la producción inicial esperada, lo cual la duración de este periodo está ligada al tipo de mecanismo de empuje de agua dado por un acuífero activo que se presenta en el Campo Churuyaco.

El segundo periodo entre los 100 a 1000 días muestra incrementos de valores de WOR que comienza a ascender primero muy rápidamente proveniente de la capa de avance o acuífero por lo que se considera que en ese tramo de la curva el agua encontró un sendero permeable por el cual canalizar. Al final del periodo posiblemente se alcanza un lapso de incremento leve, relativamente largo durante unos 500 días aproximadamente, esto debido a que la diferencia de permeabilidad entre las capas del avance de agua que generan conductividad es baja.

Durante el tercer periodo los valores de WOR continúan incremento en la misma proporción a la que se alcanzó antes del lapso leve de transición pero a una variación drástica lo que indica que la siguiente capa más conductiva está produciendo y agotando sus reservas.

Referenciando y confirmando la curva que representa la derivada de WOR (WOR') versus tiempo se hace útil para identificar las tendencias de producción y mecanismos de problemas de alto corte de agua. De acuerdo a lo analizado anteriormente y a los conceptos obtenidos por el Método de Chan en el capítulo 5 en cuanto a su análisis de graficas respecto a la excesiva producción de agua, se puede concluir que la derivada de la curva WOR tiene pendiente positiva, lo que confirma la hipótesis de que en el pozo Churuyaco-3 existe canalización de agua por un estrato de alta permeabilidad coincidiendo con la baja tasa de petróleo que se produjo durante los últimos años en el periodo histórico de producción (Figura 4).

La Tabla 29. Es un resumen del análisis y las conclusiones luego de aplicar la técnica de diagnóstico por el Método de Chan para los pozos que actualmente se encuentran como activos correspondientes al Área Occidente excepto el pozo Quriyana-1 que siguiendo la secuencia del estudio de los campos se mostrara a manera de ejemplo.

Tabla 29. Resultados de la aplicación de técnica de diagnóstico por el Método de Chan para los pozos activos correspondientes al Área Occidente

Área	Campo	Pozo	Formación	Estado	Fecha inicio de producción	Qo a Abril 2014	BSW	Qw a Abril 2014	Posible causa del agua
					dd/mm/aa	Bopd	%	Bwpd	
Occidente	Churuyaco	Churuyaco-3	Caballos	Activo	01-Ene-84	213	78	757	Canalización Multicapa
	San Antonio	San Antonio-2	Caballos	Activo	01-Ene-71	43	83	207	Canalización Multicapa
		San Antonio-11	Caballos	Activo	01-Oct-10	26	94	404	Conificación de agua con cambio posterior a Canalización
		San Antonio-14	Caballos	Activo	01-Jun-10	276	55	338	Canalización Multicapa
	Sucumbios	Sucumbios-5	Caballos	Activo	01-Ene-10	419	7	31	Conificación de agua con cambio posterior a Canalización
	Caribe	Caribe-5	Caballos	Activo	01-Ene-09	1106	12	151	Canalización Multicapa
		Caribe-7	Caballos	Activo	01-Mar-10	340	36	192	Conificación de agua de fondo
		Caribe-8	Caballos	Activo	01-May-10	70	80	280	Canalización Multicapa
	Sucio	Sucio-1	Caballos	Activo	01-Nov-70	68	91	682	Canalización Multicapa
	Quriyana	Quriyana-1	Caballos	Inactivo	01-Jul-09	0	0	0	Conificación de agua con cambio posterior a Canalización

## **7. DETERMINACIÓN DE TASAS CRÍTICAS Y TIEMPOS DE RUPTURA**

### **7.2. Tasa Crítica de Producción**

Anteriormente, se desarrollaban muchos experimentos, y análisis matemáticos, para resolver los problemas de producción prematura de agua y/o gas, que es a menudo el resultado de problemas de conificación o irrupción del agua. La conificación se presenta en las cercanías del pozo cuando el agua y/o gas fluyen desde el nivel de agua o gas libre, generalmente en dirección vertical. En consecuencia, la irrupción de estos fluidos ocurre en la parte más baja de la completación del pozo, es decir, a través del intervalo perforado más profundo en el caso del agua y en la parte más alta, en el caso del gas. Una de las conclusiones básicas en la mayoría de los análisis era que el petróleo fuera producido a tasas suficientemente bajas donde la conificación de agua, y gas podía prevenirse, y solo el petróleo era producido. Esta baja tasa fue denominada 'Tasa crítica de producción'. Así, la tasa crítica se define como la máxima tasa a la cual solo el petróleo se puede producir o como la tasa de producción por encima de la cual, el gradiente de presión fluyente en el pozo es tal, que propicia la formación de un cono de agua (o gas). En consecuencia, es la máxima tasa de producción libre de agua y/o gas que minimiza el desequilibrio del sistema roca-fluido.

Cuando se enfrentan problemas de conificación o presencia de agua en el fondo del pozo, es necesario tener presente lo siguiente: primero, determinar cuál es la máxima tasa de producción de petróleo a la cual el pozo puede ser producido sin que se presenten problemas de aumento en el corte de agua o gas, que es lo que conocemos como tasa crítica. Si las condiciones económicas ameritan la producción del pozo por encima de la tasa crítica, entonces es necesario saber una cosa adicional; el tiempo de irrupción de estos fluidos en el pozo

### **7.2. Tiempo de Ruptura**

En muchas ocasiones las tasas críticas de producción, obtenidas de las correlaciones que se han llevado a cabo a partir de diferentes análisis e investigaciones son demasiado bajas, y por razones económicas, un pozo es frecuentemente producido a tasas por encima de la tasa crítica. Sin embargo esta producción sobre la tasa crítica dará como resultado una ruptura después de un periodo dado. Este tiempo es llamado tiempo de ruptura, en consecuencia a esto, autores han desarrollado correlaciones para determinar el tiempo de ruptura de agua y/o gas, es decir el tiempo al cual el agua y/o gas invade el intervalo perforado, para los que se han reportado resultados experimentales en el tiempo de ruptura.

Es importante para un ingeniero de campo conocer de este tiempo de ruptura, a fin de que él pueda programar la completación futura y realizar proyectos de producción para el pozo previniendo cualquier tipo de problema que tenga que ver con la invasión o irrupción del agua en el fondo del pozo.

### 7.3. Correlaciones de Tasas Críticas en Pozos Verticales

- **Método de Meyer y Garder**

Determina analíticamente el máximo flujo permitido de petróleo, en un pozo sin una zona conificada de agua, en el intervalo productivo del pozo. Para simplificar el análisis, consideran un reservorio homogéneo con una permeabilidad uniforme a lo largo del yacimiento es decir,  $Kh=Kv$  y asumen un flujo radial. **Meyer y Garder** presentaron su estudio "Mechanics of two immiscible fluids in porous media". Los autores enfocaron sus estudios al cálculo de tasa crítica de petróleo, tomando en cuenta las siguientes suposiciones:

- El flujo de petróleo y/o gas es estrictamente radial.
- El flujo de agua desde el contacto agua petróleo es estrictamente vertical.
- El intervalo es perforado desde el tope de la arena para el caso de conificación de agua y hacia la base para conificación de gas.
- La tasa crítica es calculada cuando el cono de agua alcanza el fondo del pozo.
- La caída de presión que controla el flujo de petróleo y/o gas está restringida a la diferencia de presión gravitacional. Esta diferencia de presión gravitacional es igual al gradiente gravitacional (debido a la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua de formación) y la distancia existente entre la base de las perforaciones y el Contacto Agua Petróleo (CAP).

Estas suposiciones fueran hechas con el objeto de simplificar el desarrollo analítico de la ecuación para tasa crítica por conificación de agua. La cual está definida por:

$$q_c = \frac{1.5351(10^{-3})(\rho_w - \rho_o)(h^2 - hp^2)k_o}{\mu_o \beta_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1)$$

- **Metodo de Schol's**

Schols (1972) desarrolló una ecuación empírica basada en los resultados obtenidos del simulador numérico y experimentos de laboratorio. La ecuación de Schols es solo válida para formaciones isotrópicas, es decir,  $Kh = Kv$ .

Para la determinación de la tasa crítica, Kou Desbrisay recomendaron utilizar la ecuación de Schols, alegando que en comparación con otros modelos de conificación en medios homogéneos isotrópicos (Meyer & Garder, Chaney et al) el ajuste de esta correlación es de mayor precisión. Su ecuación de tasas críticas tiene la siguiente forma:

$$q_c = \left[ \frac{(\rho_w - \rho_o)(h^2 - hp^2)k_o}{2049\mu_o\beta_o} \right] \left[ 0.432 + \frac{\pi}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \left( \frac{h}{r_e} \right)^{0.14} \quad (2)$$

- **Metodo de Hoyland, Papatzacos & Skjaeveland.**

Estos investigadores presentaron dos soluciones para predecir la tasa crítica por conificación en formaciones homogéneas isotrópicas y anisotrópicas. Los resultados fueron presentados en una ecuación para el caso de yacimientos isotrópicos y mediante un diagrama para el caso de yacimientos anisotrópicos. Para yacimientos isotrópicos, la tasa crítica fue calculada como función de  $1-(hp/h)^2$ ,  $h^2$  y el  $\ln(re)$ . Utilizando un análisis de regresión lineal, la correlación obtenida fue la siguiente:

$$q_c = \left[ \frac{(\rho_w - \rho_o)k_o}{173.35\mu_o\beta_o} \right] \left[ 1 - \left( \frac{hp}{h} \right)^2 \right]^{1.325} h^{2.238} [\ln(r_e)]^{-1.990} \quad (3)$$

- **Método de Chaney**

Chaney desarrollo un set de curvas para determinar las tasas críticas de flujo de petróleo. El autor propuso un set de gráficos que fueron generados usando un estudio de un analizador potenciométrico y aplicando la teoría matemática de la conificación de agua como las desarrolladas por Muskat-Wyckoff.

Del trabajo realizado por Chaney, Kuo y Desbrisay se realizó un ajuste de mínimos cuadrados para las curvas de Chaney y se puso en forma la ecuación debido a que las curvas fueron desarrolladas para un conjunto particular de propiedades de roca y fluido, entonces una correlación generalizada debe ser aplicada para otras condiciones. El resultado de la correlación es la siguiente.

$$q_c = \frac{0.00333 * K_o * (\rho_w - \rho_o) [0.1313(h^2 - hp^2) - 23,2]}{\mu_o\beta_o} \quad (4)$$

#### 7.4. Correlaciones de Tiempo de Ruptura

Los cálculos de tasas de flujo críticas frecuentemente resultan en caudales bajos, que para las razones económicas, no pueden imponerse en los pozos en producción. Por consiguiente, si un pozo produce sobre la tasa crítica, el cono romperá después de un período de tiempo dado. Este tiempo se llama tiempo de ruptura  $t_{BT}$ . Dos de las correlaciones más usadas son las siguientes:

- **Metodo de Sobocinski & Cornelius.**

Estudiaron los problemas de conificación de agua para determinar el tiempo de ruptura cuando se produce un pozo a una tasa superior a la crítica. Estos investigadores, desarrollaron una correlación parcialmente empírica que involucra un grupo de variables adimensionales que relacionan las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, datos de producción y características de completación del pozo y permite predecir el comportamiento del cono de agua a medida que este avanza desde el contacto agua -

petróleo (CAP) en condiciones estáticas hasta que se produce la irrupción del agua en el pozo. Esta correlación esta basada en data experimental y estudios de laboratorio realizados sobre un modelo físico de empaque de arena "Flexiglass" que representaba una sección de una unidad geológica.

Los resultados del experimento fueron procesados a través de un programa computacional para un sistema incompresible de dos dimensiones que puede manejar las dificultades relacionadas a diferentes esquemas de producción, anisotropía, flujo multifásico, geometría irregular, diferentes condiciones de límite y otros factores necesarios para describir precisamente los fenómenos de conificación. La variables adimensionales utilizadas fueron definidas como:

Altura dimensional del cono (Z):

$$Z = \frac{0.00307(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - hp)}{\mu_o \beta_o q_o} \quad (5)$$

Tiempo adimensional de ruptura ( $t_{BT}$ )

$$(tD)_{SC}^{BT} = \frac{z}{4} \left[ \frac{16 + 7 * z - 3 * z^2}{7 - 2 * z} \right] \quad (6)$$

Tiempo de Ruptura:

$$t_{BT} = \frac{\mu_o * \phi * h (tD)_{SC}}{0.00137(\rho_w - \rho_o)k_v(1 + M^\alpha)} \quad (7)$$

La ecuación para el tiempo de ruptura adimensional de Sobocinski-Cornelius, indica que el tiempo correspondiente a la ruptura de agua será infinito si el denominador tiene un valor de cero. Por lo tanto si el valor de la altura adimensional (z) es mayor o igual a 3.5, el cono nunca romperá.

M Definida por la siguiente ecuación

$$M = \left[ \frac{(krw)_{sor}}{(kro)_{swc}} \right] \left( \frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \quad (8)$$

- **Metodo de Bournazel-Jeanson.**

Para el cálculo del tiempo de ruptura, Boumazel & Jeanson basaron sus estudios en los fundamentos de la correlación Sobocinski & Cornelius adoptando las mismas variables adimensionales: altura adimensional del cono (Z) y el tiempo adimensional de irrupción o ruptura del agua (tdbt). Sin embargo, encontraron que el tiempo real de irrupción medido en el laboratorio y en experimentos de campo resultaba menor que el calculado con la ecuación

de Sobocinski & Cornelius. En ese orden Boumazel & Jeanson introdujeron los siguientes cambios: Inicialmente, desarrollaron una ecuación para reemplazar la curva de altura adimensional del cono vs tiempo de irrupción adimensional. Luego, en la ecuación que relaciona tiempo real y tiempo adimensional de irrupción del agua, el exponente  $\alpha$  (determinado experimentalmente) fue modificado.

$$0.14 < M < 7.3 \rightarrow \alpha = 0.7$$

A continuación se presentan las ecuaciones que dan soporte a la correlación de Boumazel & Jeanson:

Altura dimensional del cono, (de Sobocinski & Comelius):

$$Z = \frac{0.00307(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - hp)}{\mu_o \beta_o q_o}$$

La ecuación manifiesta que la ruptura de agua no ocurra si Z es mayor o igual a 4,29, es decir que no debería tener problemas de irrupción de agua. Este es una observación importante desde el punto de vista operacional del yacimiento.

Tiempo dimensional de ruptura desarrollado por Boumazel and Jeanson:

$$(tD)_{BJ}^{BT} = \frac{Z}{3 - 0.7Z} \quad (9)$$

Tiempo de ruptura, desarrollado por Sobocinski & Cornelius y editado por Boumazel & Jeanson:

$$t_{BT} = \frac{\mu_o * \phi * h(tD)_{BJ}}{0.00137(\rho_w - \rho_o)k_v(1 + M^\alpha)}$$

## 7.5. Cálculo de Tasas Críticas

En seguida se presenta dos de los métodos más usados para determinar la tasa crítica de producción en yacimiento con empuje de agua ecuaciones (1) y (2), como ejemplo ilustrativo a continuación se realiza los cálculos para un pozo en estudio.

El pozo Churuyaco-3 que atraviesa la formación Caballos contiene las siguientes propiedades que se muestran en la tabla 30.

Tabla 30. Propiedades para el cálculo de tasa crítica de producción, pozo Churuyaco-3

DATOS DEL POZO CHURAYACO-3		
Permeabilidad efectiva del petróleo	Ko (md)	113
Viscosidad del petróleo	$\mu_o$ (Cp)	2,29
Factor volumétrico del petróleo	$\beta_o$ (BY/STB)	1,29
Densidad del petróleo	$\rho_o$ (gr/cc)	0,747
Densidad del agua	$\rho_w$ (gr/cc)	1
Esesor neto petrolífero	h (pies)	206
Intervalo perforado	hp (pies)	122
Radio del pozo	rw (pies)	0,416
Radio de drene	re (pies)	1335

### 7.5.1. Método de Meyer y Garder

$$q_c = \frac{1.5351(10^{-3})(\rho_w - \rho_o)(h^2 - hp^2)k_o}{\mu_o \beta_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

$$q_c = \frac{1.5351(10^{-3})(1 - 0,747)(206^2 - 122^2)113}{2,29 * 1,29 * \ln\left(\frac{1335}{0,416}\right)}$$

$$q_c = 50.69 \text{ STB/dia}$$

### 7.5.2. Método de Schols

$$q_c = \left[ \frac{(\rho_w - \rho_o)(h^2 - hp^2)k_o}{2049\mu_o\beta_o} \right] \left[ 0.432 + \frac{\pi}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \left( \frac{h}{r_e} \right)^{0.14}$$

$$q_c = \left[ \frac{(1 - 0,747)(206^2 - 122^2)113}{2049 * 2,29 * 1,29} \right] \left[ 0.432 + \frac{\pi}{\ln\left(\frac{1335}{0,416}\right)} \right] \left( \frac{165}{1335} \right)^{0.14}$$

$$q_c = 82.25 \text{ STB/dia}$$

A continuación se resume los valores de los resultados de tasas críticas de producción de petróleo para los pozos en estudio del Área Occidente aplicando cuatro métodos estudiados en el numeral 7,3 de este capítulo.

Tabla 31. Resultados de tasas críticas de producción. Pozos activos.

POZO	MEYER Y GARDER (STB/día)	SHOLS (STB/día)	HOYLAND, PAPATZACOS & SKJAEVELAND (STB/día)	CHANEY (STB/día)
Churuyaco-3	50.69	82.25	93.55	115.8
San Antonio-2	1.856	2.523	2.305	3.863
San Antonio-7	Sin data	Sin data	Sin data	Sin data
San Antonio-11	43.710	71.645	92.489	100.922
San Antonio-14	20.448	33.824	40.835	47.443
Sucumbios-5	19.281	33.329	38.880	43.757
Caribe-5	25.308	44.975	59.441	58.888
Caribe-7	21.322	34.980	39.279	47.792
Caribe-8	7.448	13.582	17.950	38.521
Sucio-1	2.454	3.574	3.268	5.336
Quriyana-1	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo

La tabla 31 resume los resultados de las tasas críticas de producción de petróleo para los 10 pozos que se encuentran activos correspondientes al Área Occidente, y que producen de la Formación Caballos. Se puede observar en la tabla que los valores de tasas críticas de producción de petróleo son evidentemente muy bajas y producir a estas tasas resulta antieconómico, es tal motivo en la realidad se producen a tasas mucho más altas, sin embargo un tema importante que puede amortiguar y suavizar dichas tasas tan bajas es conocer el tiempo de ruptura, tiempo en el cual el agua alcanzara las perforaciones inferiores del pozo.

## 7.6. Calculo de Tiempos de Ruptura

En seguida se presenta los dos métodos más usados para determinar el tiempo de ruptura, como ejemplo ilustrativo a continuación la ruptura del agua para el pozo Churuyaco-3 se calculó tomando las propiedades que se muestran en la tabla 32 y empleando las ecuaciones (6), (7), (8), (9) y (10).

Tabla 32. Propiedades para el cálculo de tiempos de ruptura, pozo Churuyaco-3

DATOS DEL POZO CHURAYACO-3					
Tasa critica de petróleo	qc (STB/día)	50.69	Viscosidad del petróleo	$\mu_o$ (Cp)	2.29
Tasa inicial de petróleo	qo (STB/día)	1344.71	Viscosidad del agua	$\mu_w$ (Cp)	1
Permeabilidad vertical	Kv (md)	99.6	Factor volumétrico del petróleo	$\beta_o$ (BY/BN)	1.29
Permeabilidad horizontal	Kh (md)	830	Densidad del petróleo	$\rho_o$ (gr/cc)	0.747
Permeabilidad relativa al petróleo	(Kro) <sub>swc</sub> , fracción	0.975	Densidad del agua	$\rho_w$ (gr/cc)	1
Permeabilidad relativa al agua	(Krw) <sub>so</sub> , fracción	0.42	Espesor de la columna de petróleo	h (pies)	206
Porosidad	$\phi$ , fracción	0.099	Intervalo perforado	hp (pies)	122

Usando la información adjuntada en la tabla 32, se procede a calcular el tiempo de ruptura por los siguientes métodos tomando el valor de tasa crítica obtenida por el método Meyer y Garder a manera de ejemplo.

### 7.6.1. Método de Sobocinsky y Cornelius

$$z = \frac{0.00307(1 - 0,747)830 * 206(206 - 122)}{2,29 * 1,29 * 50.69} = 74.49$$

$$(t_D)_{SC}^{BT} = \frac{74.49}{4} \left[ \frac{16 + 7 * 74.49 - 3 * 74.49^2}{7 - 2 * 74.49} \right] = 2113.2$$

$$M = \left[ \frac{0,420}{0,975} \right] \left( \frac{2,29}{1} \right) = 0.986$$

$$t_{BT} = \frac{2,29 * 0,099 * 206 * 2113.2}{0.00137(1 - 0,747)99.6(1 + 0,986^{0,5})}$$

$$t_{BT} = 1'434.286 \text{ dias}$$

Se observa que la cantidad de días necesarios para que el cono de agua irrumpa en el pozo Churuyaco-3 es muy elevada, es decir que deberá pasar bastante tiempo para la irrupción, cerca de 3929 años algo que en la realidad sería de no tener en cuenta.

### Para una tasa real de producción de petróleo de 1344.71 Bopd

$$z = \frac{0.00307(1 - 0,747)830 * 206(206 - 122)}{2,29 * 1,29 * 1344.71} = 2.808$$

$$(t_D)_{SC}^{BT} = \frac{83,49}{4} \left[ \frac{16 + 7 * 83,49 - 3 * 83,49^2}{7 - 2 * 83,49} \right] = 6.088$$

$$M = \left[ \frac{0,420}{0,975} \right] \left( \frac{2,29}{1} \right) = 0.986$$

$$t_{BT} = \frac{2,29 * 0,099 * 206 * 2550,2}{0.00137(1 - 0,747)440(1 + 0,986^{0,5})}$$

$$t_{BT} = 4132 \text{ dias}$$

Existirá irrupción del cono de agua en el pozo al cabo de 11 años aproximadamente

### 7.6.2. Método de Bournazel y Jeanson

$$z = \frac{0.00307(1 - 0,747)830 * 206(206 - 122)}{2,29 * 1,29 * 59.94} = 50.69$$

$$(t_D)_{BJ}^{BT} = \frac{z}{3 - 0.7z} = -1.5$$

Se observa que el valor de la altura adimensional del cono (Z), es mucho mayor ( $Z \gg 4.285$ ), por lo tanto el agua no romperá el pozo evitando problemas de alto corte de agua por irrupción.

### Para una tasa real de producción de petróleo de 1344.71 Bopd

$$z = \frac{0.00307(1 - 0,747)830 * 206(206 - 122)}{2,29 * 1,29 * 1344.71} = 2.808$$

$$(t_D)_{BJ}^{BT} = \frac{3,77}{3 - 0.7 * 3,77} = 2,715$$

$$M = \left[ \frac{0,420}{0,975} \right] \left( \frac{2,29}{1} \right) = 0.986$$

$$t_{BT} = \frac{2,29 * 0,099 * 206 * 10,61}{0.00137(1 - 0,747)440(1 + 0,986^{0,7})}$$

$$t_{BT} = 1845 \text{ dias}$$

Se observa que el valor de la altura adimensional del cono está por debajo del valor límite ( $Z < 3,754$ ), por lo tanto existirá irrupción del cono de agua en el pozo al cabo de 5 años.

Tabla 33. Resultados de tiempos de ruptura a partir de tasas críticas de producción  
Pozos activos.

<b>POZO</b>	<b>Método</b>	<b>q<sub>c</sub></b>	<b>Z</b>	<b>Sobocinski - Cornelius</b>	<b>Bournazel - Jeanson</b>
		STB/día	Adimen.	Días	Días
<b>Churuyaco-3</b>	Garder-Meyer	50.69	74.49	-----	-----
	Shols	82.25	45.91	-----	-----
	Papatzacos	93.55	40.36	-----	-----
	Chaney	115.8	32.61	-----	-----
<b>San Antonio-2</b>	Garder-Meyer	1.856	18.31	-----	-----
	Shols	2.523	13.47	-----	-----
	Papatzacos	2.305	14.75	-----	-----
	Chaney	3.863	9.28	-----	-----
<b>San Antonio-11</b>	Garder-Meyer	43.71	18.87	-----	-----
	Shols	71.645	11.51	-----	-----
	Papatzacos	92.489	8.91	-----	-----
	Chaney	100.922	8.17	-----	-----
<b>San Antonio-14</b>	Garder-Meyer	20.448	33.84	-----	-----
	Shols	33.824	20.46	-----	-----
	Papatzacos	40.835	16.94	-----	-----
	Chaney	47.443	14.58	-----	-----
<b>Sucumbios-5</b>	Garder-Meyer	19.281	29.97	-----	-----
	Shols	33.329	17.34	-----	-----
	Papatzacos	38.88	14.86	-----	-----
	Chaney	43.757	13.20	-----	-----
<b>Caribe-5</b>	Garder-Meyer	25.308	28.86	-----	-----
	Shols	44.975	16.23	-----	-----
	Papatzacos	59.441	12.28	-----	-----
	Chaney	58.888	12.40	-----	-----
<b>Caribe-7</b>	Garder-Meyer	21.322	13.08	-----	-----
	Shols	34.98	7.97	-----	-----
	Papatzacos	39.279	7.10	-----	-----
	Chaney	47.792	5.84	-----	-----
<b>Caribe-8</b>	Garder-Meyer	7.448	120.5	-----	-----
	Shols	13.582	66.09	-----	-----
	Papatzacos	17.95	50.01	-----	-----
	Chaney	38.521	23.30	-----	-----
<b>Sucio-1</b>	Garder-Meyer	2.454	7.198	-----	-----
	Shols	3.574	4.942	-----	-----
	Papatzacos	3.268	5.404	-----	-----
	Chaney	5.336	5.310	-----	-----

La tabla 33 resume los valores calculados de la altura adimensional del cono teniendo en cuenta la tasa crítica de producción calculada para cada uno de los métodos aplicados, claramente se observa que los resultados de la altura adimensional del cono representan valores donde no ocurrirá irrupción de agua en el pozo y por lo tanto el tiempo no se tabula.

Tabla 34. Resultados de tiempos de ruptura a partir de tasas reales de producción  
Pozos activos.

<b>POZO</b>	<b>q<sub>o</sub> (real)</b>	<b>Z</b>	<b>(t<sub>D</sub>)<sup>BT</sup><sub>SC</sub></b>	<b>Sobocinski - Cornelius</b>	<b>(t<sub>D</sub>)<sup>BT</sup><sub>BJ</sub></b>	<b>Bournazel - Jeanson</b>
	(STB/día)	Adimen.	Adimen.	Días (Años)	Adimen.	Días (Años)
<b>Churuyaco-3</b>	1344,71	2.80	6.08	4132 (11,.3)	2.71	1845 (5.05)
<b>San Antonio-2</b>	341.6	0.099	0.060	72.02 (0.19)	0.033	39.76 (0.108)
<b>San Antonio-11</b>	377.3	2.18	3.53	14405 (39.4)	1.48	6019 (16.4)
<b>San Antonio-14</b>	641.3	1.07	1.92	6043 (16.55)	0.48	1502 (4.11)
<b>Sucumbios-5</b>	867.9	0.665	0.56	4513 (12.36)	0.26	2102 (5.75)
<b>Caribe-5</b>	294.4	2.48	4.53	18062 (49.4)	1.96	5578 (15.7)
<b>Caribe-7</b>	98.07	2.84	6.31	16886 (46.2)	2.82	7019 (19.2)
<b>Caribe-8</b>	231.6	2.85	6.40	23048 (63.1)	2.86	8942 (24.5)
<b>Sucio-1</b>	963	0.018	0.010	33.29 (0.091)	0.006	16.96 (0.046)

La tabla 34, resume los valores calculados de tiempos de ruptura teniendo en cuenta tasas reales de producción de petróleo, en los pozos se tomó estas tasas reales como las tasas iniciales (con las que cada pozo inicio su producción) aplicando los métodos para el cálculo de tiempo de ruptura, evidentemente se detalla que comparando y a diferencia de la tabla 33, se puede observar que el valor de la altura adimensional del cono demuestra que a tasas de producción de petróleo por encima de las tasas críticas, existirá irrupción de agua en el pozo en años futuros y cercanos provocando así altos cortes de agua y afectando económicamente y operacionalmente el pozo.

## 8. ESTUDIO DE CURVAS IPR Y TASAS CRITICAS

### 8.1. Curvas IPR

Es la representación gráfica de las presiones fluyentes,  $P_{wf}$ , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada  $P_{wf}$  existe una tasa de producción de líquido que se puede obtener de la definición del índice de productividad. La relación del gasto de producción de un pozo y la caída de la presión en este gasto particular se denomina índice de productividad IP y que se simboliza con la letra J se expresa en la siguiente ecuación (10). Reagrupando dicha expresión:

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta P} \quad (10)$$

### 8.2. Métodos y Ecuaciones

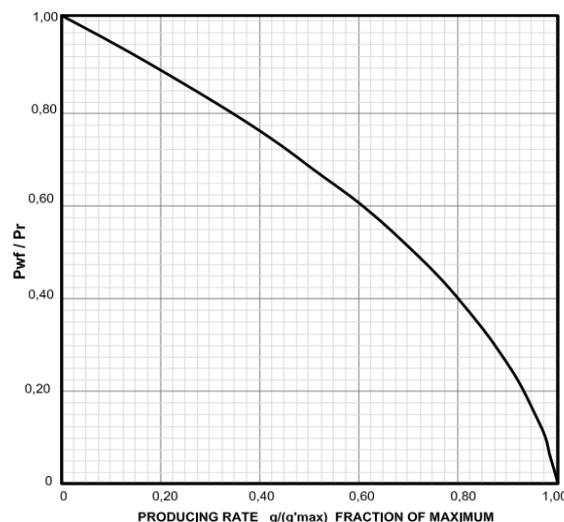
- **Método de Vogel**

Vogel desarrollo una educación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbuja. Esta ecuación es:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (11)$$

Entonces, se concluye que la ecuación de Vogel tiene la forma general de la (Figura. 24).

Figura 24. IPR para yacimiento con mecanismo de empuje gas en solución. Vogel



Fuente: The Tecnology of Artificial Lift Methods. Brown, K. E. and Beggs, H. D. 1977

### 8.3. Construcción de Curvas IPR

Los datos y la información necesaria obtenidas para la construcción de curvas IPR para la mayoría de los pozos actualmente activos en el Área Occidente de la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP) se pudo recopilar a partir de resultados de análisis nodal en Marzo de 2013.

A continuación se llevara a cabo paso a paso el proceso típico de la construcción de curvas IPR por medio del siguiente ejemplo:

#### Pozo Caribe-5

Como se había mencionado anteriormente los datos obtenidos para la construcción de curvas IPR, en este caso para el pozo Caribe-5 se recopilaron a partir de resultados de análisis nodal. Los datos se obtuvieron el 14 de Septiembre del 2012 y fueron los siguientes:

Pr = 3009 psi  
Pwf = 1958.6 psi  
Qo = 432 STB/día  
Pb = 1022 psi

$$J = \frac{Q_o}{Pr - P_{wf}} = \frac{432}{3009 - 1958.6} = 0.411 \text{ STB/día/Psi}$$

1. Se calculó el Qomax por medio del método de Vogel despejado de la ecuación (12). Utilizando los datos mencionados anteriormente.

$$Q_o = (Q_o)_{max} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{Pr} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2 \right]$$

$$(Q_o)_{max} = \frac{Q_o}{\left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{Pr} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2 \right]}$$

$$(Q_o)_{max} = \frac{432}{\left[ 1 - 0.2 \left( \frac{1958.6}{3009} \right) - 0.8 \left( \frac{1958.6}{3009} \right)^2 \right]}$$

$$(Q_o)_{max} = 813.38 \text{ STB/día}$$

2. Se reemplazó el (Qo)max calculado anteriormente y se utilizó el método de Vogel ecuación (12) para calcular Qo a Pwf = Pb = 1022 psi y a diferentes Presiones a partir de la Presión de yacimiento como se muestra en la tabla 35.

$$Q_o = (Q_o)_{max} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$Q_o = 813.38 \text{ STB/dia} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{1022}{3009} \right) - 0.8 \left( \frac{1022}{3009} \right)^2 \right]$$

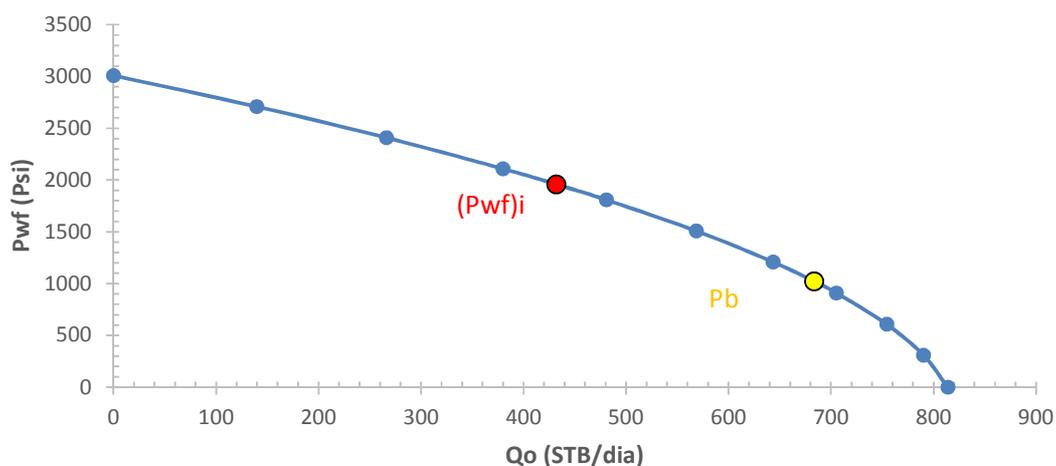
$$Q_o = 683.39 \text{ STB/dia}$$

Tabla 35. Tasas de petróleo calculadas utilizando el Método de Vogel. Pozo Caribe-5

Qo (STB/dia)	Pwf (Psi)
0.00	3009
139.57	2709
266.19	2409
379.88	2109
432.00	1958.6
480.62	1809
568.42	1509
643.27	1209
683.38	1022
705.19	909
754.16	609
790.19	309
813.76	0

- Se graficó los datos de la tabla 35, obtenidos mediante el Método de Vogel en la (Figura 25).

Figura 25. Ultimo paso de la construcción de Curva IPR Pozo Caribe-5



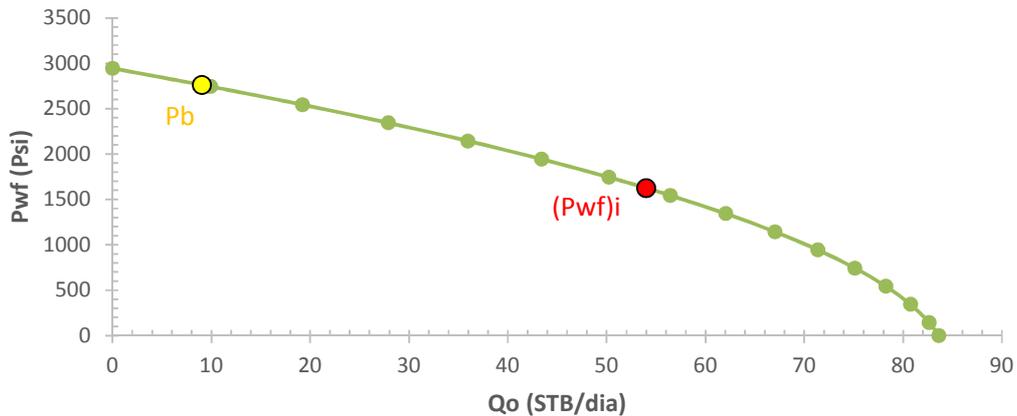
A continuación se muestran graficadas las curvas IPR construidas para los demás pozos actualmente activos de los campos del Área Occidente a través de sus respectivos datos recopilados, calculados y tabulados (Tabla 36) que se utilizan para su graficación.

Tabla 36. Datos para construcción de curvas IPR. Pozos Activos.

INFORMACION CONSTRUCCION CURVAS IPR								
Pozo	Fecha	Pr	Pwf	q <sub>o</sub>	Pb	J	q <sub>o</sub> max	Qo @Pb
	dd-mm-aa	Psi	Psi	STB/dia	Psi	STB/dia/Psi	STB/dia	STB/dia
Churuyaco-3	04-Ago-12	2944	1624.7	54	2762	0.041	83.594	9.05
San Antonio-2	14-Sep-12	2812	1406.5	35	482	0.025	50.013	47.12
San Antonio-14	10-Sep-12	2812	1978.7	450	482	0.54	971.6	944.3
Sucumbios-5	15-Feb-12	3663	882.6	590	3600	0.212	651.67	20.02
Caribe-5	14-Sep-12	3009	1958.6	432	1022	0.411	813.38	683.39
Caribe-7	14-Sep-12	1803	965.6	158	1022	0.187	238.15	149.94
Caribe-8	04-Sep-12	1803	946.7	61	1022	0.071	90.447	56.945
Sucio-1	13-Jul-12	3130	1634	91	1022	0.061	134.33	114.1
Quriyana-1	14-Sep-12	3606	457.6	136	582	0.043	141.41	133.9

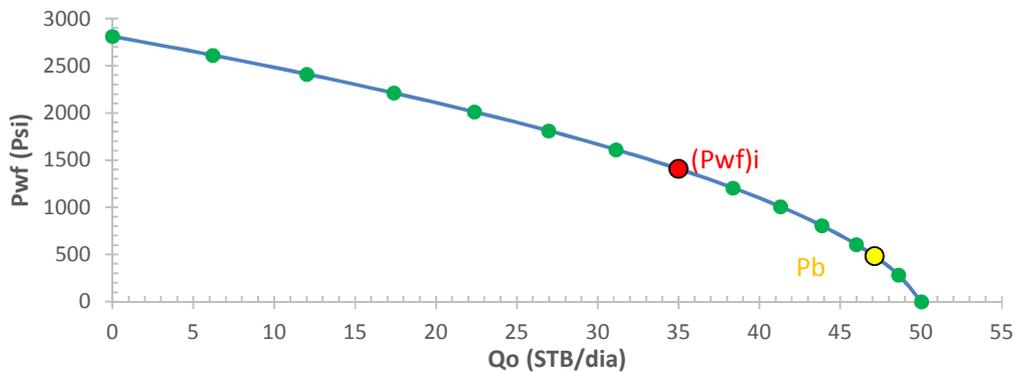
### Pozo Churuyaco-3

Figura 26. Curva IPR Pozo Churuyaco-3



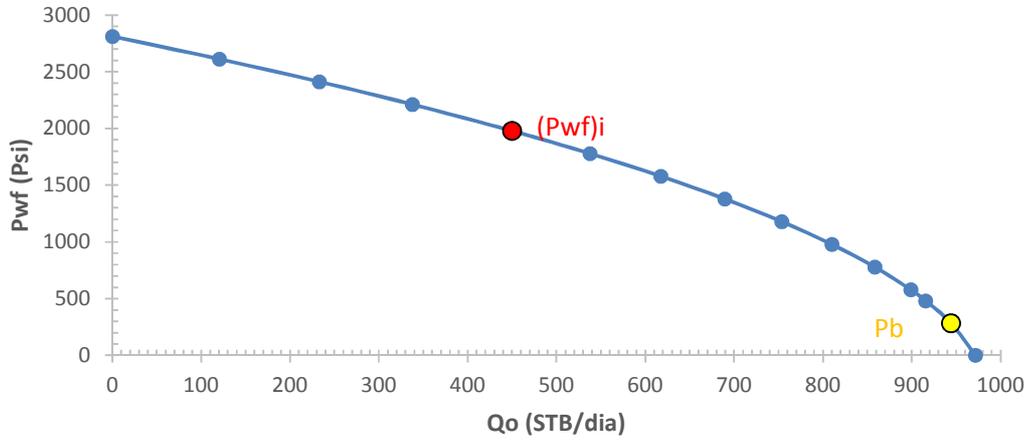
### Pozo San Antonio-2

Figura 27. Curva IPR Pozo San Antonio-2



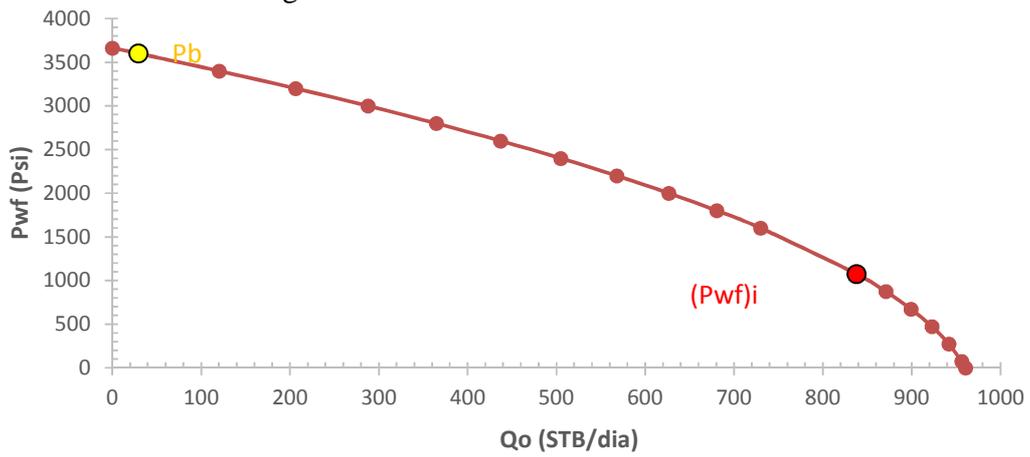
**Pozo San Antonio-14**

Figura 28. Curva IPR Pozo San Antonio-14



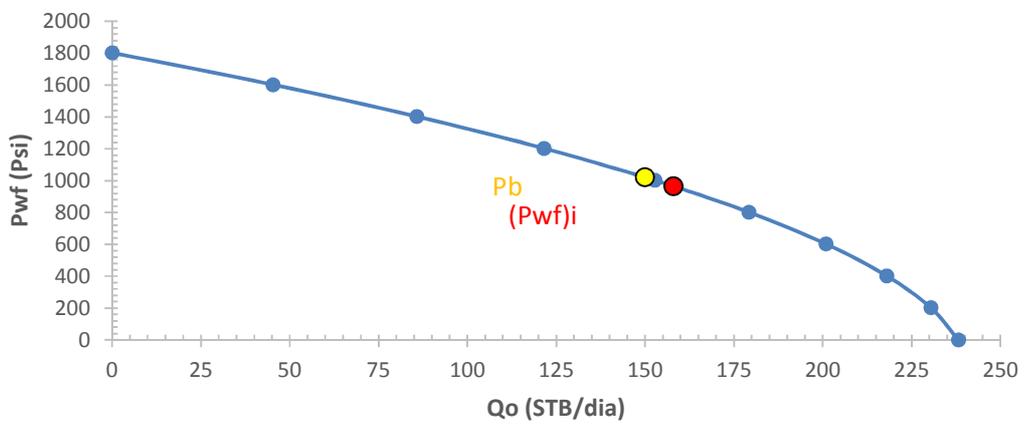
**Pozo Sucumbios-5**

Figura 29. Curva IPR Pozo Sucumbios-5



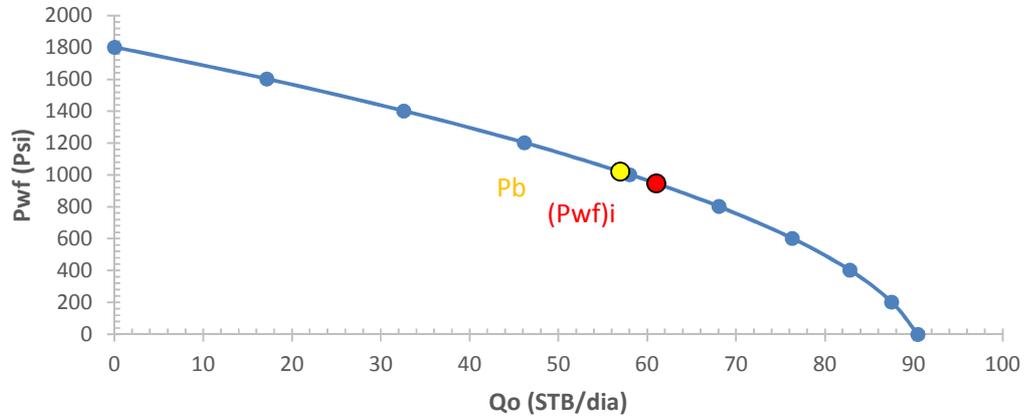
**Pozo Caribe-7**

Figura 30. Curva IPR Pozo Caribe-7



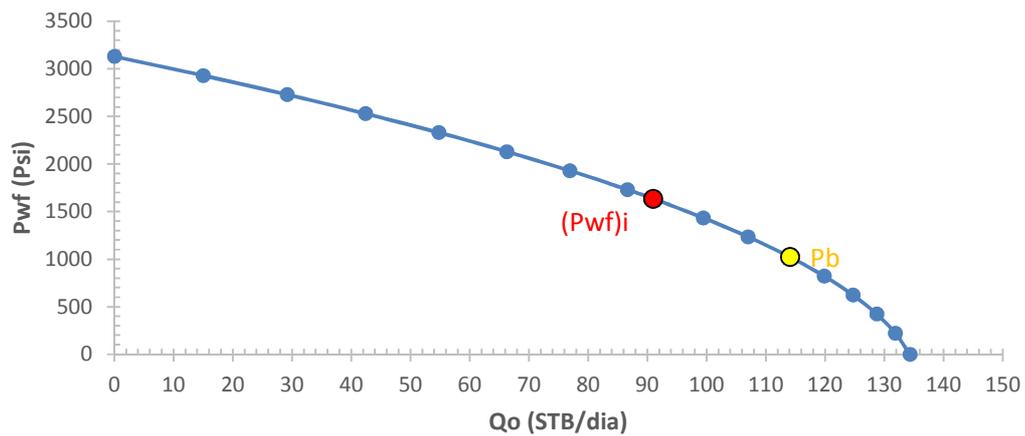
### Pozo Caribe-8

Figura 31. Curva IPR Pozo Caribe-8



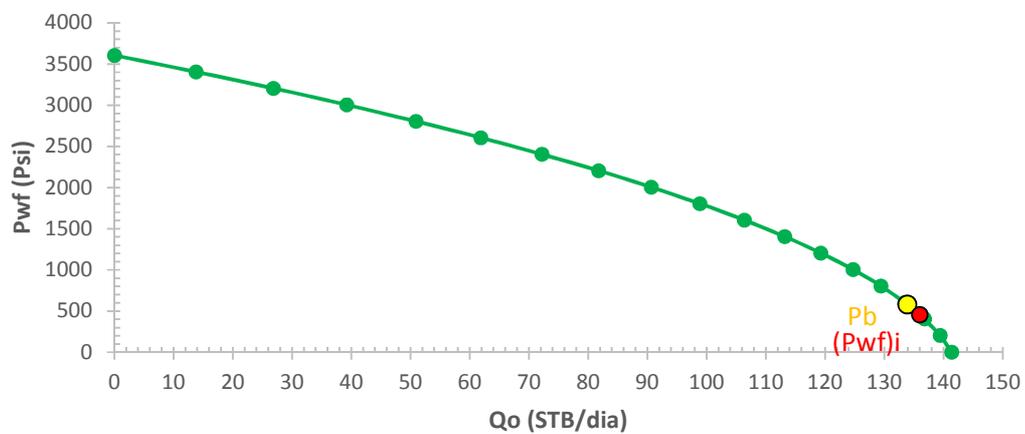
### Pozo Sucio-1

Figura 32. Curva IPR Pozo Sucio-1



### Pozo Quriyana-1

Figura 33. Curva IPR Pozo Quriyana-1



#### 8.4. Determinación del Daño y su influencia en el comportamiento de la curva IPR

Se realiza el paso a paso con los datos del pozo Caribe-5:

1. A partir de la siguiente ecuación (Ecuación de Darcy) se despeja  $P_{wf}$  y utilizando los datos de producción actuales se determina la  $P_{wf}$  ideal a la cual debería fluir el pozo si no hubiese daño.

$$q_o = \frac{k_o * h * [\bar{P}_r - P_{wf}]}{141,2 * B_o * \mu_o * \left[ \ln \left[ \frac{r_e}{r_w} \right] - 0,5 \right]}$$

$$432 = \frac{69,66 * 270 * [3009 - P_{wf}]}{141,2 * 1,3 * 6,81 * \left[ \ln \left[ \frac{1100}{0,416} \right] - 0,5 \right]}$$

$$P_{wf} (i) = 2797,7 \text{ psi}$$

2. Ahora se remplazan los datos en la siguiente ecuación y se calcula el  $\Delta P_s$  perdida de presión debido al daño y posteriormente se calcula el daño:

$$\Delta P_s = P_{wf} (i) - P_{wf} (r) = 2797.7 - 1958.6 = \mathbf{838.5 \text{ psi}}$$

$$S = \frac{k_o * h * \Delta P_s}{141,2 * B_o * \mu_o * q_o}$$

$$S = \frac{69,66 * 270 * 839.1}{141,2 * 1,3 * 6,81 * 432}$$

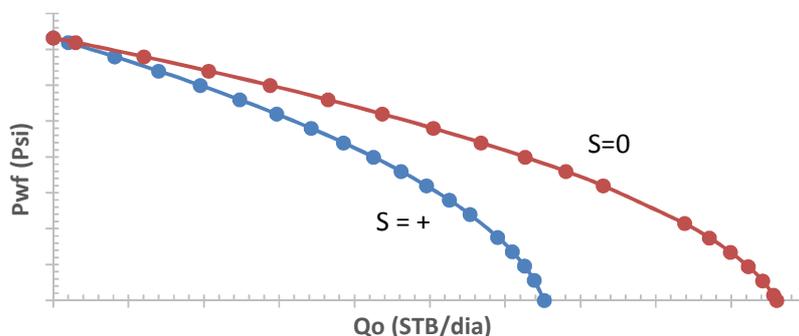
$$S = 29,2$$

3. En la siguiente tabla se muestra los resultados del daño en cada pozo:

Tabla 37. Resultados de cálculo del daño para los pozos activos.

POZOS	DAÑO (S)	$\Delta P_s$ (Psi)
Churuyaco-3	1355.9	1311.971
San Antonio-2	398.12	1379.075
San Antonio-14	23.26	817.413
Sucumbios-5	65.31	2494.284
Caribe-5	29.2	838.502
Caribe-7	122.26	789.457
Caribe-8	59.854	761.320
Sucio-1	153.56	1425.711
Quriyana-1	1674.3	3134.501

Figura 34. Comportamiento de curva IPR teniendo en cuenta el daño



Debido a que los resultados son todos positivos se muestra un comportamiento en general, tomando la curva IPR ideal la de color marrón y la curva IPR real del pozo la de color azul. Se divide claramente en ellas la caída en la producción máxima en el pozo con daño y como sería el comportamiento del yacimiento donde se minimizara el daño.

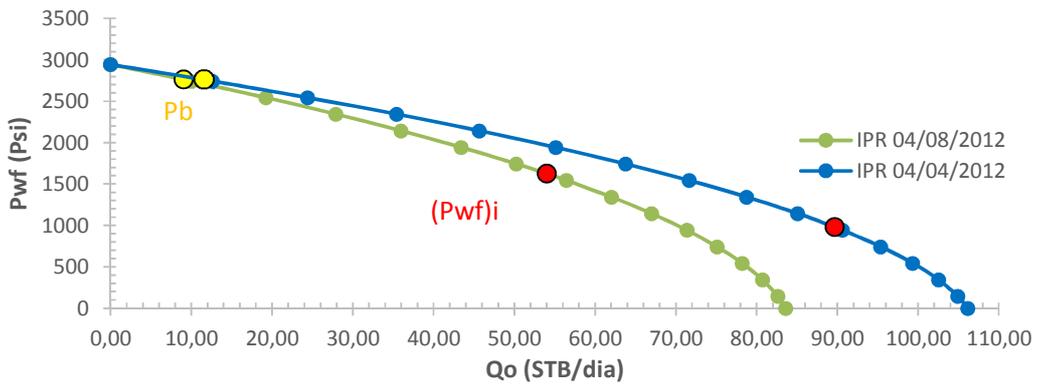
### 8.5. Comparación de curvas IPR a partir de datos de presiones medidos a distintos tiempos.

Tabla 38. Datos de presiones y caudales a distintas fechas comparación de curvas IPR

POZO	Fecha	Pr	Pwf	Qo	Fecha	Pr	Pwf	Qo
	d-m-a	Psi	Psi	STB/día	d-m-a	Psi	Psi	STB/día
Churuyaco-3	04-08-12	2944	1624,7	54	04-04-12	2944	980,4	72
San Antonio-2	14-09-12	2812	1406,5	35	04-04-12	2812	1819,5	36
San Antonio-14	10-09-12	2812	1978,7	450	08-05-12	2812	2138	322
Sucumbios-5	15-02-12	3663	882,6	590	11-05-11	3663	1074,1	838
Caribe-5	14-09-12	3009	1958,6	432	04-04-12	3009	721,9	232
Caribe-7	14-09-12	1803	965,6	158	04-04-12	1803	721,9	232
Caribe-8	04-09-12	1803	946,7	61	04-04-12	1803	1018,2	61
Sucio-1	13-07-12	3130	1634,4	91	27-01-12	3130	1578,6	91

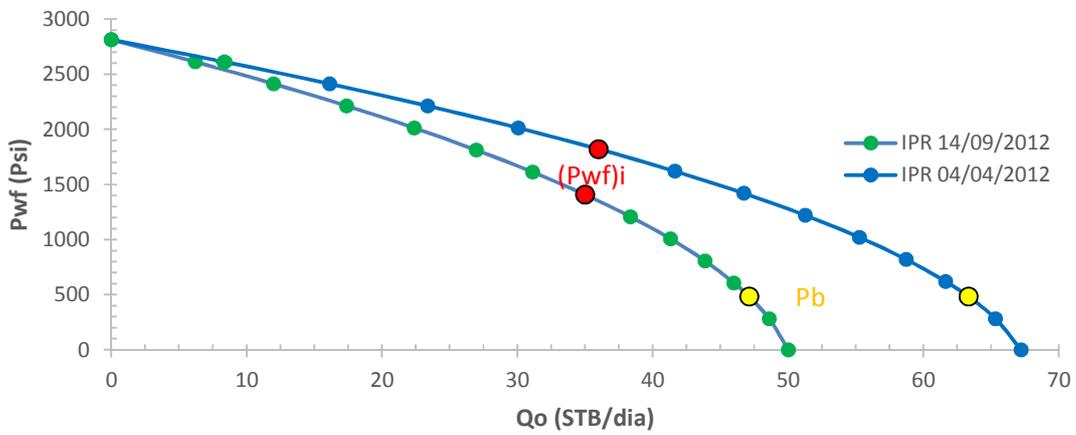
#### Pozo Churuyaco-3

Figura 35. Comparación curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Churuyaco-3



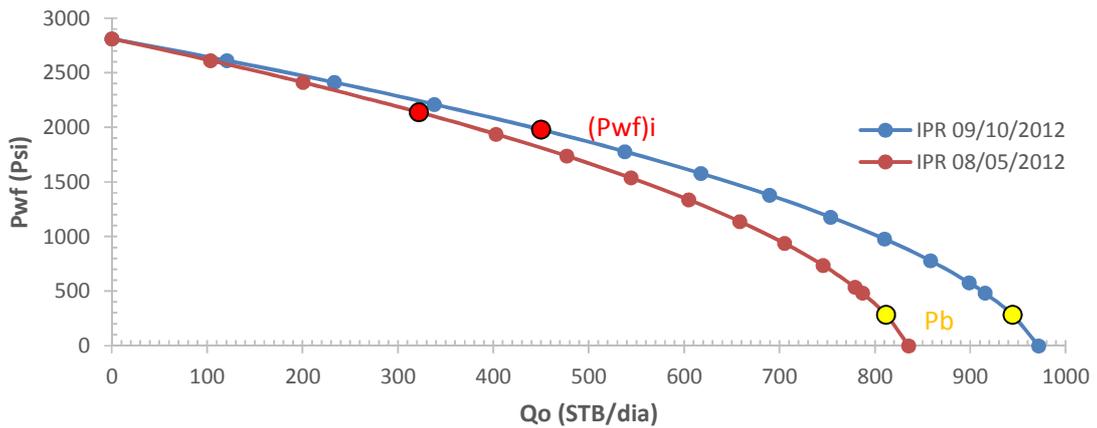
**Pozo San Antonio-2**

Figura 36. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo San Antonio-2



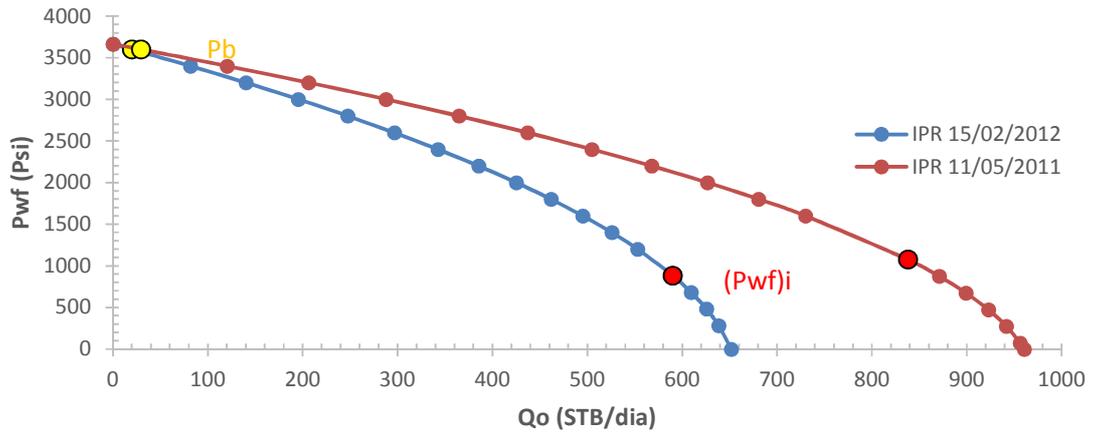
**Pozo San Antonio-14**

Figura 37. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo San Antonio-14



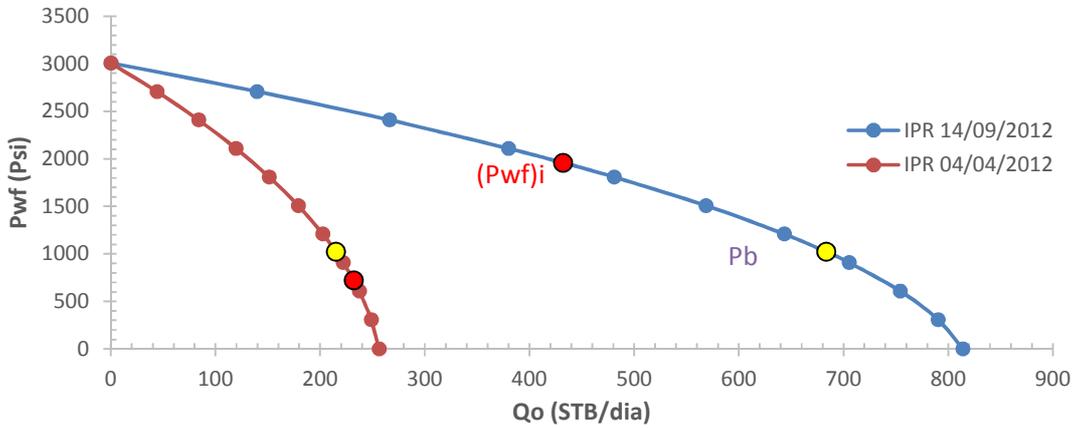
**Pozo Sucumbios-5**

Figura 38. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Sucumbios-5



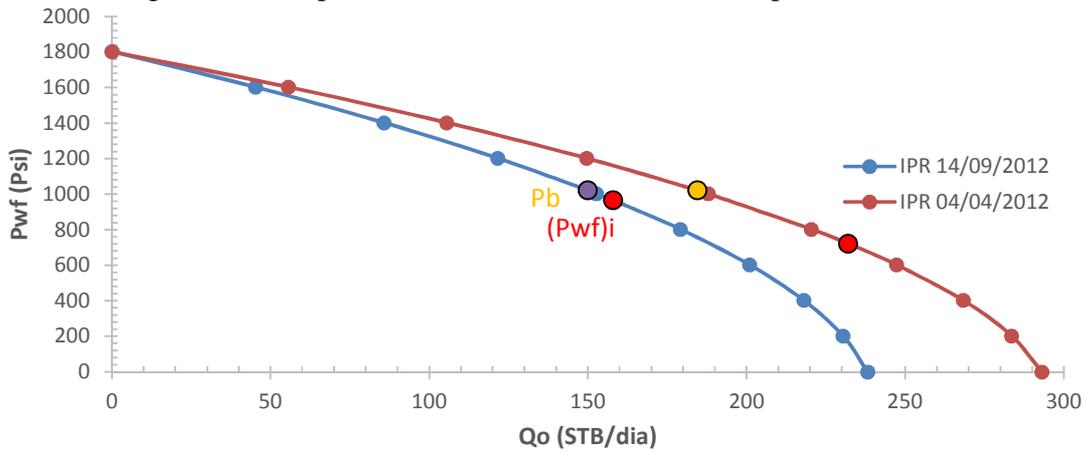
**Pozo Caribe-5**

Figura 39. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Caribe-5



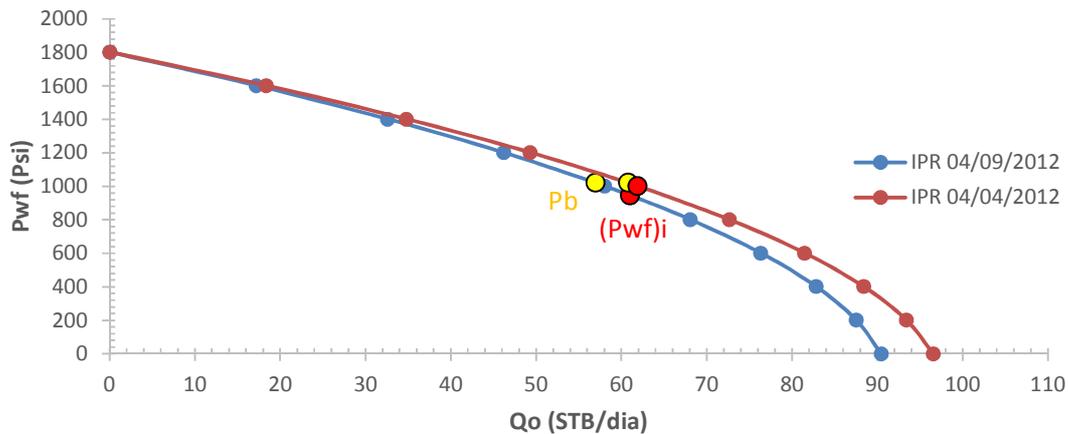
**Pozo Caribe-7**

Figura 40. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Caribe-7



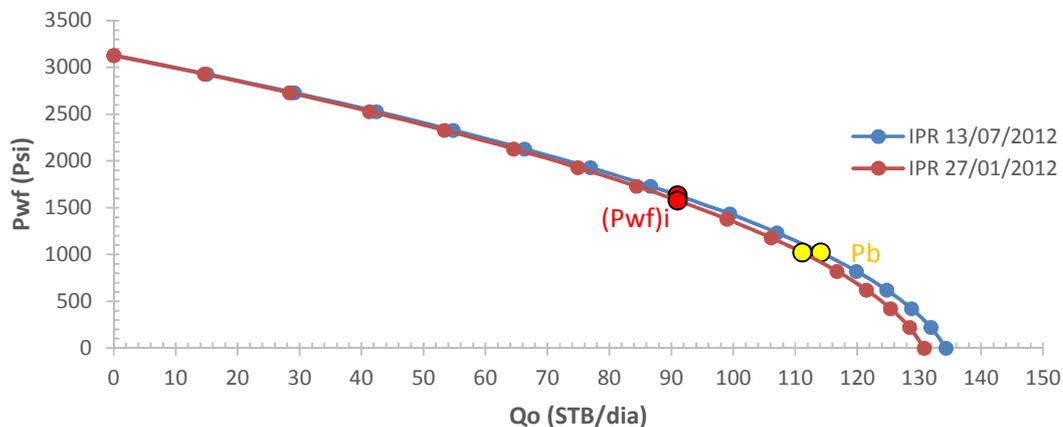
**Pozo Caribe-8**

Figura 41. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Caribe-8



### Pozo Sucio-1

Figura 42. Comparacion curvas IPR a distintos tiempos. Pozo Sucio-1



### 8.6. Caídas de Presión Esperadas con las Tasas Críticas de Producción

A partir de las tasas críticas de producción de petróleo calculadas para los pozos que se encuentran activos actualmente en el Área Occidente con posibles problemas de intrusión de agua en el capítulo 7 y de los índices de productividad obtenidos en el numeral 8.3 del presente capítulo, se determinó los diferenciales de presión correspondientes a las tasas críticas de cada pozo de acuerdo con el siguiente cálculo ejemplo del pozo Caribe-5.

$$J = 0.411 \text{ Bls/día/Psi}; q_c (\text{Gardner y Meyer}) = 10,311 \text{ Bls/día}; q_c (\text{Schols}) = 16,667 \text{ Bls/día}$$

Teniendo en cuenta dos de los métodos más usados para cálculos de tasas críticas (Meyer-Gardner y Schols). Se parte de la ecuación (11). Índice de Productividad:

$$J = IP = \frac{Q}{\Delta P}$$

Se despeja  $\Delta P$ :

$$\Delta P = \frac{Q}{J}$$

$$\Delta P_{Meyer - Garder} = \frac{Q_c \text{ Meyer - Garder}}{J} = \frac{25,308 \frac{STB}{\text{dia}}}{0,411 \frac{STB}{\text{dia}} * Psi} = 61,57 \text{ Psi}$$

$$\Delta P_{Schols} = \frac{Q_c \text{ Schols}}{J} = \frac{44,975 \text{ STB}/\text{dia}}{0,411 \text{ STB}/\text{dia} * Psi} = 109,43 \text{ Psi}$$

A continuación en la tabla 37 se tabulan los resultados de las Caídas de Presión obtenidas partir de las tasas críticas de producción e índices de productividad para los pozos activos correspondientes al Área Occidente.

Tabla 39. Caídas de Presión calculadas a partir de tasas críticas. Pozos activos.

POZO	J	q <sub>c</sub> Meyer-Garder	q <sub>c</sub> Schols	ΔP Meyer-Garder	ΔP Schols
	STB/dia*Psi	STB/dia	STB/dia	Psi	Psi
<b>Caribe-5</b>	0.411	25.308	44.975	61.57	109.43
<b>San Antonio-2</b>	0.025	1.856	2.523	74.24	100.92
<b>San Antonio-7</b>	Sin Data	Sin Data	Sin Data	Sin Data	Sin Data
<b>San Antonio-14</b>	0.540	20.448	33.824	37.86	62.63
<b>Sucumbios-5</b>	0.212	19.281	33.329	90.95	157.21
<b>Churuyaco-3</b>	0.041	50.69	82.25	1236.3	2006.1
<b>Caribe-7</b>	0.187	21.322	34.98	114.02	187.05
<b>Caribe-8</b>	0.071	7.448	13.582	104.90	191.29
<b>Sucio-1</b>	0.061	2.454	3.574	40.23	58.59
<b>Quriyana-1</b>	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo

Como se puede detallar en la tabla 39, que tabula los valores en los que las caídas de presión se deberían aplicar para obtener tasas de producción inferiores a las tasas críticas de producción teniendo en cuenta los índice de productividad calculados a partir de presiones de yacimiento y de fondo de pozo obtenidas por método de análisis nodal en el año 2012. Asumiendo estas caídas de presión se evita la formación del cono y la repentina irrupción de agua en los perforados del pozo, teniendo en cuenta que estos diferenciales de presión son bastante bajos e incluso inaplicables desde un punto de vista práctico. Tal es el caso de los pozos San Antonio-2, San Antonio 14 y Sucio-1, y en general los otros, en donde los diferenciales de presión calculados son del orden de 40 Psi, 37 Psi, 58 Psi, 61 PSI, etc.

Desde el punto de vista operacional estas condiciones a las que se sometería el yacimiento son imposibles de alcanzar debido a que el mismo yacimiento al estar puesto en producción bajo el comportamiento que tiende a producir por medio de flujo natural genera gradientes muy superiores en su vida temprana.

Probablemente se pueda alcanzar caídas de presión tan bajas como las requeridas para no superar las tasas críticas de producción de petróleo en etapas posteriores cuando el yacimiento ya se ha depletado o haciendo uso de estrategias que permitan maximizar la

productividad de los pozos petroleros de tal manera que sea económicamente rentable y eficiente sin alterar drásticamente la vida productiva del pozo. Sin embargo, en la mayoría de los casos, los Ingenieros de Producción necesitan aplicar diferenciales adecuados que garanticen el flujo de crudo hasta la superficie recurriendo a sistemas de levantamiento artificial y estos diferenciales definitivamente deberán ser muy superiores a los diferenciales calculados en la tabla 37.

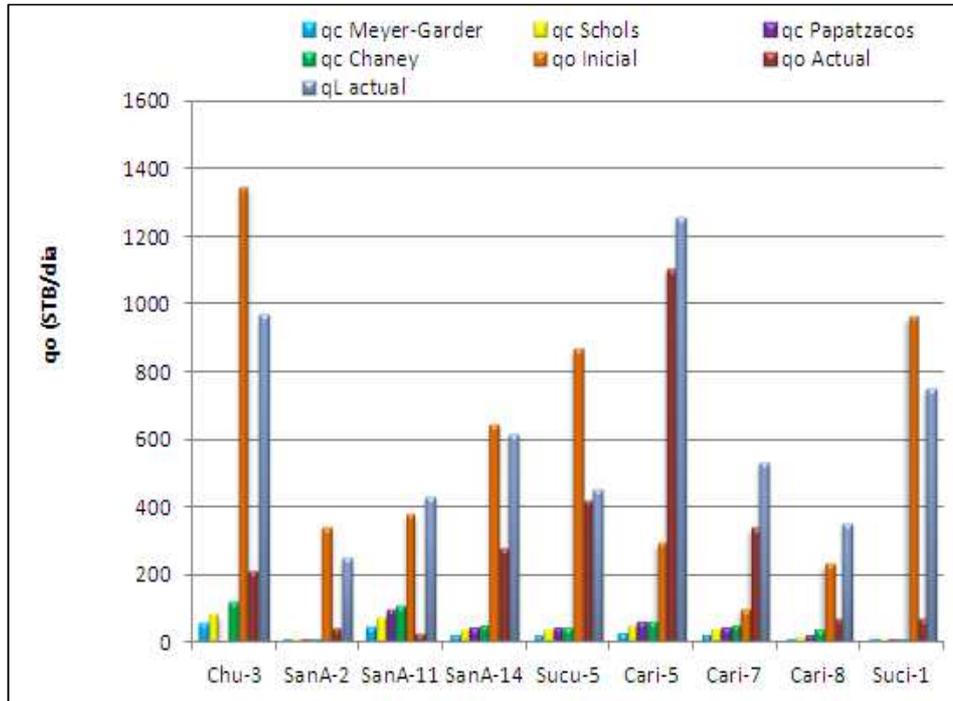
### 8.7. Comparación de las Tasas Críticas con las Tasas Reales de Campo

Tabla 40. Comparación entre tasas críticas y tasas producidas. Pozos activos.

POZO	$q_c$ Meyer-Garder	$q_c$ Schols	$q_c$ Papatzac.	$q_c$ Chaney	$q_o$ Inicial	$q_o$ Actual	$q_L$ Actual
	STB/dia	STB/dia	STB/dia	STB/dia	STB/dia	STB/dia	STB/dia
Churuyaco-3	50.69	82.25	93.55	115.8	1344,71	213	970
San Antonio-2	1.856	2.523	2,305	3,862	341.6	43	250
San Antonio-7	Sin Data	Sin Data	Sin Data	Sin Data	Sin Data	Sin Data	Sin Data
San Antonio-11	43.710	71.645	92,488	100,92	377.3	26	430
San Antonio-14	20.448	33.824	40,835	47,44	641.3	276	614
Sucumbios-5	19.281	33.329	38,879	43,75	867.9	419	450
Caribe-5	25.308	44.975	59,441	58,88	294.4	1106	1257
Caribe-7	21.322	34.98	39,278	47,79	98.07	340	532
Caribe-8	7.448	13.582	17,950	38,52	231.6	70	350
Sucio-1	2.454	3.574	3,468	5,336	963	68	750
Quriyana-1	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo

Analizando la tabla 40, se puede concluir a simple vista que las tasas críticas de producción de petróleo revelan bastante contraste y diferencia con las tasas reales que se produjeron al inicio y actualmente para cada pozo que se encuentra activo del Área Occidente. Seguidamente se muestra una representación gráfica estilo barra (Figura 43) que se percibe mejor de lo dicho anteriormente.

Figura 43. Esquema de barras comparativo entre tasas criticas calculadas y tasas reales



Como se puede observar numéricamente en la tabla 40 y visualmente en la (Figura 43), las tasas críticas calculadas mediante los métodos Papatzacos y Chaney fueron 2,0 y 1,4 veces más superiores que los valores calculados de los métodos Meyer-Garder y Schols respectivamente. Analizando por otro lado, las tasas reales producidas en cada campo son bastante altas a las tasas críticas de producción tal es el caso del pozo San Antonio-2 y Sucio-1.

La magnitud de la tasa crítica de petróleo calculada mediante los cuatro métodos es directamente proporcional a la diferencia entre las densidades del agua y petróleo presentes en el yacimiento, a la permeabilidad de la roca al petróleo, a la distancia entre el contacto agua petróleo y el último perforado inferior en el casing. (Excepto el método Papatzacos en este último parámetro). Inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo y al factor volumétrico del petróleo.

Para evitar la conificación temprana del pozo se podría disparar en intervalos más alejados del CAP teniendo en cuenta el espesor de la zona productora o incrementar la permeabilidad horizontal del yacimiento mediante técnicas de acidificación o fracturamiento. Como se detalla en el numeral 8.6 del presente capítulo, el producir a tasas iguales o inferiores a las críticas calculadas implicaría que el pozo trabaje bajo caídas de presión que, desde un punto de vista práctico y operacional, son muy difíciles de alcanzar siendo económicamente no comercial e inaplicable.

## CONCLUSIONES

- Se encuentra que los 6 campos estudiados en el Área Occidente del Putumayo, los campos Churuyaco y Caribe son los que más alto factor de recobro tienen con 9,22% y 12,8% respectivamente, siendo algunos de los campos más viejos y con más sobreexplotación. Por el contrario se aprecia los campos San Antonio y Sucumbíos con 3,38% y 2,37% de factor de recobro respectivamente, mostrando muy poca explotación de sus recursos in situ.
- En las curvas de historial de producción se interpreta claramente como la producción de los campos inician con altos caudales de petróleo y muy bajas tasas de producción de agua. Al pasar el tiempo (7,75 años de producción, en promedio según el comportamiento de las curvas para todos los campos) la tendencia de las curvas de producción de petróleo es de pendiente negativa, a diferencia de las curvas de producción de agua, se les ve con tendencia positiva, esto quiere decir que comienza a elevarse la producción de agua con respecto a la del crudo. Al finalizar las gráficas se encuentra que el comportamiento de las curvas es inverso a como inicio, es decir, la producción de agua es mucho mayor a la producción de crudo. Este Comportamiento es generalizado para todos los campos en estudio excepto para el campo Caribe, donde se observa que la producción de crudo en promedio siempre es mayor a la producción de agua en su recorrido de vida, resaltando su 31% de saturación de agua, su baja relación

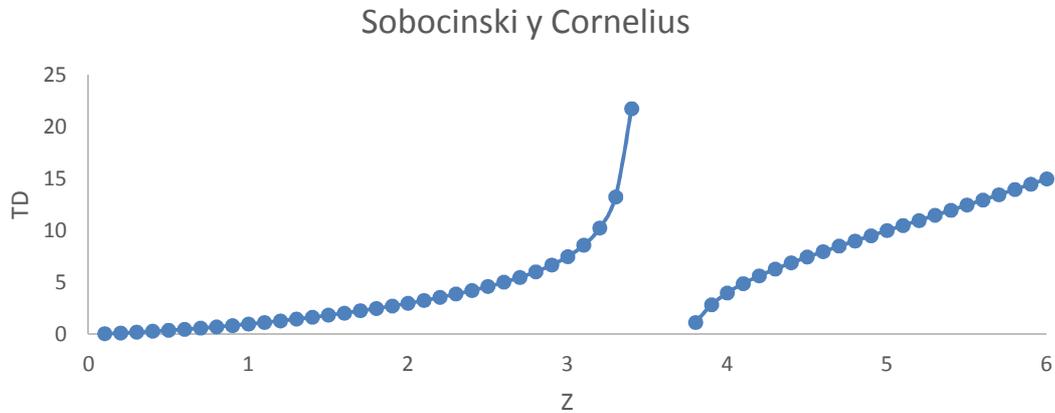
Kv/Kh menos al 0.4 y su alto factor de recobro 12,8% por mencionar alguna de las condiciones del yacimiento que hacen posible este comportamiento.

- A partir de datos recopilados por el departamento de yacimientos y producción y a la licencia adquirida del software OFM por parte de Ecopetrol se construyeron curvas de historia de presión para todos los campos excepto para el campo Sucio donde no existe información del comportamiento de presión del yacimiento con el tiempo, por lo que la Presión original se estimó por correlación con el campo Caribe en 3000 psi a la profundidad de 5600 pies y para el campo Quriyana donde no se tiene existencia de un soporte de presión eficiente en el campo. Para los campos Churuyaco, San Antonio y Caribe la formación Caballos se encuentra subsaturada estimando presiones actuales por encima de las presiones de burbuja y para el campo Sucumbios la formación Caballos se encuentra saturada. Las curvas de historia de presión presentan un comportamiento decreciente con respecto al tiempo con una disminución de presión de 650 a 1450 psi en 40 años en los campos del Área Occidente resaltando una pérdida de presión en un rango de 12 a 27 psi por año.
- Aplicando el Metodo de Chan para la determinación de problemas causantes de producción excesiva de agua sobre los pozos en estudio se determino lo siguiente:

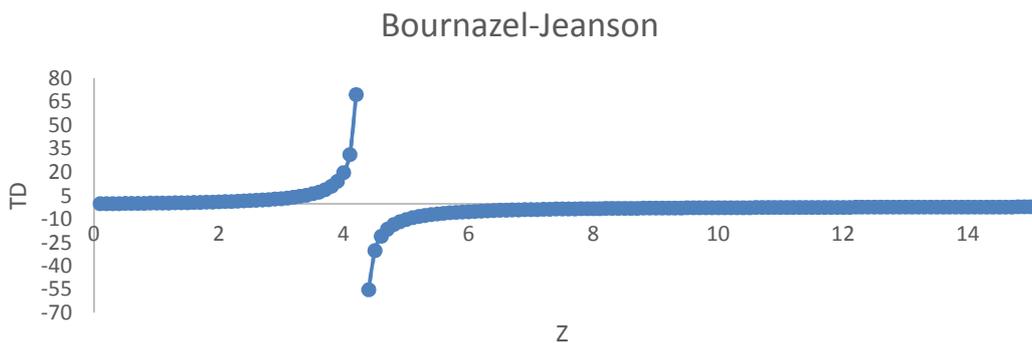
<b>Campo</b>	<b>Pozo</b>	<b>Posible causa del agua</b>
Churuyaco	Churuyaco-3	Canalización Multicapa
San Antonio	San Antonio-2	Canalización Multicapa
	San Antonio-11	Conificación de agua con cambio posterior a Canalización
	San Antonio-14	Canalización Multicapa
Sucumbios	Sucumbios-5	Conificación de agua con cambio posterior a Canalización
Caribe	Caribe-5	Canalización Multicapa
	Caribe-7	Conificación de agua de fondo
	Caribe-8	Canalización Multicapa
Sucio	Sucio-1	Canalización Multicapa
Quriyana	Quriyana-1	Conificación de agua con cambio posterior a Canalización

- Los métodos para cálculo de tasas críticas de producción arrojan resultados muy bajos y por lo tanto no comerciales e inaplicables. Si se restringiera el flujo de los pozos en estudio a niveles iguales a las tasas críticas calculadas bajo el método de Meyer y Gardner, el ingreso monetario decaería en un 82%. Si se produjera tasas iguales a las calculadas mediante el método de Schols, el ingreso se reduciría en un 73% de lo que actualmente se percibe. Este caso sería aplicable para algunos pozos como por ejemplo Caribe-5 con una producción actual neta de petróleo en 1106 Bopd, en cambio en pozos como Caribe-8 , Sucio-1 y San Antonio-2 con producciones de 70, 68, 43 Bopd, estando muy cerca de las tasas criticas está perdida de ingresos no sería muy notable.

- Al hallar los tiempos de ruptura de los pozos en estudio se encontró en los dos métodos restricciones en uno de sus términos. Se muestran en las siguientes gráficas.



NOTA: Rangos aceptables los valores de Z comprendidos entre 0 a 3,51 y 3,754 a infinito, aproximadamente. En estos rangos los valores de TD son positivos.



NOTA: Rangos aceptables para los valores de Z comprendidos entre 0 a 4,285 aproximadamente. En estos rangos los valores de TD son positivos. Los valores comprendidos entre 4,285 e infinito tienden a -1,4286 en el valor de TD.

- Con los resultados del tiempo de ruptura a caudales críticos, se determinó que dan valores en años muy altos (mas de mil años) concluyendo que si el pozo produce a esta tasa, nunca alcanzara una producción significativa de agua.
- Al realizar el estudio de las curvas IPR se encontró diversos comportamientos, pozos que podrían alcanzar  $Q_{M\acute{a}x}$ , muy altos como lo son San Antonio 11, Sucumbíos 5 y Caribe 5 con 971 BPD, 651 BPD, 813 BPD, respectivamente y pozos con  $Q_{M\acute{a}x}$ . muy bajos como San Antonio 2 y Churuyaco 3 con 50 BPD y 83 BPD respectivamente. Dando a entender la velocidad con que puedan alcanzar su mayor  $\Delta P$ .

- Se encuentra que todos los pozos en estudio tienen un daño significativo por lo que necesitan un  $\Delta P$  muy alto para producir unos pocos barriles, aumentando así el depletamiento del yacimiento. Cabe resaltar que todos los S fueron positivos. Los  $\Delta P$ s que se muestra como resultado en el cálculo de los daños, da una clara idea de la influencia que tienen estos, en la producción y vida de los yacimientos en estudio. Se observan que no siempre el pozo que tiene más daño es el de mayor  $\Delta P$ s, en ejemplo el pozo Churuyaco 3, con una producción actual de 54 barriles de petróleo por día, presenta un daño de 1355,8 y su  $\Delta P$ s es 1311,9 psi, en cambio en el pozo Sucumbios 5 con un caudal diario de 590 barriles, y un daño de 65,3 presenta un  $\Delta P$ s de 2494,3.
- Las caídas de presión calculadas a partir de tasas críticas aplicando la ecuación de índice de productividad se determinaron para obtener tasas de producción de petróleo inferiores a las tasas críticas y así evitar la formación de cono y futura intrusión de agua arrojando diferenciales de presión bastante bajos e incluso inaplicables desde un punto de vista operacional. Tal es el caso de los pozos San Antonio-2, San Antonio 14 y Sudio-1, en donde los diferenciales de presión calculados son del orden de 40 Psi, 37 Psi, 58 Psi, 61 PSI.

## **RECOMENDACIONES**

- En la construcción de curvas de historia de presión a partir de datos recopilados por parte del departamento de yacimientos y producción, dichos datos históricos de presión no son suficientes, por lo que se recomienda tomar medidas de la presión estática con mayor frecuencia.
- Para el diagnóstico de control de agua basado en la teoría de Chan, es una práctica buena graficar todo el historial de producción en un inicio para obtener una vista global. Luego, discriminar períodos en los que las causas de producción de agua puedan cambiar y graficar curvas referidas a los valores de WOR y sus derivadas para identificar el origen del agua en cada período.
- Para el diagnóstico se sugiere seguir los siguientes pasos:
  - Identificar el comportamiento normal de producción.
  - Determinar las pendientes normales para curvas de WOR.
  - Chequear la tendencia de sus derivadas (WOR').
  - Usar gráficas expandidas para analizar los períodos de interés
- Los métodos de diagnóstico para control de agua debieron hacerse en etapas tempranas de desarrollo de los campos antes de que las tasas de producción de agua alcancen

niveles muy altos para obtener mayor recobro de los yacimientos y menores pérdidas por implementación de técnicas para control, manejo, tratamiento y reinyección de agua.

- Los resultados del análisis y el entendimiento del comportamiento de flujo en el yacimiento son mas confiables si se dispone de historiales de producción detallados que permiten determinar los mecanismos predominantes de excesiva producción de agua.
- La información necesaria para los cálculos deben en lo posible ser muy confiable, como es el caso de las permeabilidades que juegan un papel muy importante en las predicciones.

## **BIBLIOGRAFIA**

1. Plan de Desarrollo Integrado Área Occidente - Exploración y Producción Gerencia Técnica y de Desarrollo E&P. Agosto de 2012. Ecopetrol S.A.
2. Servicio de Soporte y Atención de Emergencias Ambientales, de Seguridad Industrial y Administración del Plan de Contingencia para la Superintendencia de Operaciones Putumayo. Ecopetrol S.A.
3. Modelamiento integral para diagnóstico de condiciones de flujo desde fondo de pozo hasta baterías de la SOP. Marzo de 2013. Ecopetrol S.A.
4. Craft B., Hawkins M. (1965). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid, España. Editorial Andaluz.
5. Kermit E. Brown, H. Dale Beggs. (1977). The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books.
6. Tarek Ahmed. (2000). Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. Gulf Professional Publishing.
7. Ali Khalili. (2005). A Review of Critical Coning Rate Correlations and Identifying the Most Reliable Equation. University of the New South Gales.
8. Abel Naranjo Agudelo. (1984). Comportamiento de Formaciones Productoras (Índice de Productividad y Curvas de Comportamiento de Afluencia). Universidad Nacional de Colombia.
9. Ahmed, Tarek. McKinney, Paul (2005). Advanced Reservoir Engineering. Oxford, UK. Gulf Professional Publishing.
10. Bailey Bill (2000). Water Control. Houston Texas. Oilfield Review.

11. C. Bournazel and B. Jeanson. "Fast Water Coning Evaluation Method", paper SPE 3628 presented at the 46th Annual Fall Meeting SPE held in New Orleans, Louisiana, USA, 3-6 October 1971.
12. D.P. Sobocinski and A.J. Cornelius. (1965). "A Correlation for Predicting Water Coning Time", Journal of Petroleum Technology, paper SPE 894.
13. Meyer, H. and Gardner, A. (1954). "Mechanics of two immiscible fluids in porous media". Journal of Applied Physics. No.11. 1400-1406.
14. Schols, R.S. (1972). "An empirical formula for the critical oil production rate. Erdoel-Erdgas. 6-11.
15. Høyland, Leif A., Statoil Papatzacos, Paul, Rogaland U. Skjaeveland, Svein M., Rogaland U. "Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution", paper SPE 15855 presented at the SPE European Petroleum Conference held in London, England, 20-22 October 1989.
16. K.S. Chan, "Water Control Diagnostic Plots", paper SPE 30775 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, USA, 22-25 October 1995.
17. C.A. Franco, C.C. García, W.A. Henao, J.F. Zapata, J.C. Ortiz, J.G. Gonzales, J.I. Bahamon, K. Madera, "Formation Damage Modeling Improves Well Candidate Selection and Stimulation Treatment Design in Western Area Putumayo Basin, Colombia", paper SPE 152400 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Mexico City, Mexico, 16-18 April 2012.