

**EVALUACIÓN Y GENERACION DE OPORTUNIDADES DE INCREMENTO DE
PRODUCCION DE LOS CAMPOS TOLDADO, TOY Y QUIMBAYA DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA – TOLIMA DE ECOPETROL
S.A., MEDIANTE EL SOFTWARE OFM.**

**VIVIANA CASTAÑO ALARCÓN
LEIDY KATHERINE VARGAS RAMÍREZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**

**EVALUACIÓN Y GENERACION DE OPORTUNIDADES DE INCREMENTO DE
PRODUCCION DE LOS CAMPOS TOLDADO, TOY Y QUIMBAYA DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA – TOLIMA DE ECOPETROL
S.A., MEDIANTE EL SOFTWARE OFM.**

**VIVIANA CASTAÑO ALARCÓN
Cód. 2003102850**

**LEIDY KATHERINE VARGAS RAMÍREZ
Cód. 2003102847**

**DIRECTOR
DARWIN OSWALDO VILLADIEGO ATENCIO
INGENIERO DE PRODUCCIÓN
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA
GERENCIA REGIONAL SUR
ECOPETROL S.A.**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**

NOTA DE ACEPTACION

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

"Dedico este proyecto y toda mi carrera universitaria a mi querida viejecita Cora Mejía que en estos momentos no me acompaña, y a quien le debo todos mis logros. Le agradezco a mi mamá Amparo Ramírez y mi papá Jorge Vargas ya que gracias a ellos soy quien soy hoy en día, fueron los que me dieron ese cariño y calor humano necesario, son a ellos a quien les debo todo, horas de consejos, de regaños y de alegrías de los cuales estoy muy segura que lo han hecho con todo el amor del mundo para formarme como un ser integral y de los cuales me siento extremadamente orgullosa, Le agradezco a mi hermano Javier Enrique el cual ha estado a mi lado, y quien nunca dudo que lograría este triunfo. También les agradezco a mis amigas más cercanas, a esas amigas que siempre me han acompañado y con las cuales he contado desde que las conocí, Tatiana Penagos una amiga por siempre, una amiga que quiero como a una hermana, que ha vivido conmigo todas esas aventuras durante nuestra estadía en la universidad, Kelly Otalora, gran amiga quien me acompañó en toda la carrera universitaria, compartiendo grandes momentos y recuerdos, Angélica Rojas la más chiquita, quien en muchas oportunidades me ayudo a pensar con cabeza fría. También agradezco a mi compañera y compañeros de tesis, quienes con personalidades diferentes alegraron mi vida; De todo corazón los quiero mucho".

Katherine Vargas

"Definitivamente sin la ayuda de mi familia nada de esto hubiera sido posible, por eso a ellos, a mis amigos y todas las personas que me han ayudado poco a poco a cumplir mis sueños les dedico este logro"

Viviana castaño

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- ✓ ECOPETROL S.A. por permitirnos llevar a cabo este proyecto.
- ✓ La Universidad SURCOLOMBIANA, por la formación impartida durante estos años.
- ✓ Ing. Darwin Villadiego, director del proyecto por su dedicación.
- ✓ Ing. Gerson Pérez, asesor del proyecto.
- ✓ Ing. Javier Nevito Gómez, jefe departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad.
- ✓ Los departamentos de Ingeniería y Producción de la Superintendencia de Operaciones Huila –Tolima de ECOPETROL S.A, especialmente a los ingenieros Camilo Ortega, Henry Chavarro y Mario Molano.
- ✓ VARISUR, especialmente al ingeniero Orlando Sepúlveda por facilitar los medios para llevar a cabo este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	
1. ASPECTOS GENERALES DE LOS CAMPOS: TOLDADO, QUIMBAYA Y TOY DE LA SOH	19
1.1. GENERALIDADES CAMPO TOLDADO	19
1.1.1. Localización	19
1.1.2. Características generales del yacimiento	20
1.1.3. Reseña histórica	20
1.1.4. Aceite original y reservas	21
1.1.5. Modelo estructural y estratigrafía del campo Toldado	21
1.1.5.1. Modelo geológico y estructural	21
1.1.5.2. Estratigrafía general del área	23
1.2. GENERALIDADES CAMPO QUIMBAYA	27
1.2.1. Localización	27
1.2.2. Características generales del yacimiento	27
1.2.3. Reseña histórica	28
1.2.4. Aceite original y reservas	28
1.2.5. Modelo estructural y estratigrafía campo Quimbaya	29
1.2.5.1. Modelo estructural	29
1.2.5.2. Estratigrafía general del área	30
1.2.6. Histórico de presiones	31
1.3. GENERALIDADES CAMPO TOY	33
1.3.1. Localización	33
1.3.2. Características generales del yacimiento	34
1.3.3. Reseña histórica	34

1.3.4. Mecanismo de producción	34
1.3.4.1. Contactos de fluido	34
1.3.4.2. Análisis de fluidos	35
1.3.5. Modelo estructural y estratigrafía campo Toy	35
1.3.5.1. Modelo estructural	35
1.3.5.2. Estratigrafía	36
2. EVALUACION Y GENERACION DE INCREMENTOS DE PRODUCCION EN LOS CAMPOS DEL TOLIMA: TOLDADO, QUIMBAYA Y TOY DE LA SOHT	39
2.1 ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION	39
2.1.1 Campo toldado	39
2.1.1.1 pozo Toldado 1	39
2.1.1.2 pozo Toldado 3	45
2.1.1.3 pozo Toldado 4	48
2.1.1.4 pozo Toldado 7	49
2.1.1.5 pozo Toldado 8	51
2.1.2 Campo Quimbaya	53
2.1.2.1 pozo Quimbaya 1	53
2.1.2.2 pozo Quimbaya 4	56
2.1.3 Campo Toy	59
2.1.3.1 pozo Toy 1	59
2.1.3.2 pozo Toy 2	60
2.2 ANALISIS LITOLOGICO Y CORRELACIONES REALIZADAS EN OFM	62
2.2.1 Campo Toldado	63
2.2.1.1 análisis pozo a pozo de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos campo Toldado	64
2.2.1.2 unidades productoras después del cañoneo para el campo Toldado	71
2.2.2 Campo Quimbaya	77

2.2.2.1 análisis pozo a pozo de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos para campo Quimbaya	77
2.2.2.2 unidades productoras después del cañoneo y recañoneo para el campo Quimbaya	81
2.2.3 Campo Toy	83
2.2.3.1 análisis pozo a pozo de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos para campo Toy	83
2.2.3.2 unidades productoras después del cañoneo y apertura de zonas para el campo Toy	86
3. RECOMENDACIONES PARA AUMENTAR LA EXTRACION DE HIDROCARBUROS	89
3.1 REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	89
3.2 PLTS Y/O ACHICAMIENTOS	89
3.3 FRACTURAMIENTOS	90
3.4 MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	90
3.5 TRABAJOS DE MUESTREO Y ANÁLISIS DE LABORATORIO	90
3.6 PRUEBAS DE PRESIÓN	91
3.7 ESTUDIOS DE YACIMIENTOS	91
3.8 INHIBICION	92
CONCLUSIONES	93
BIBLIOGRAFIA	95
ANEXO	96

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características generales campo Toldado	20
Tabla 2. Características generales campo Quimbaya	27
Tabla 3. Histórico de presiones campo Quimbaya	32
Tabla 4. Características generales campo Toy	34
Tabla 5. Análisis IP para el pozo Quimbaya 1	55
Tabla 6. Análisis IP para el pozo Quimbaya 4	57
Tabla 7. Resumen del espaciamiento por pozos en Toy 2	61
Tabla 8. Espesores cañoneados unidades productoras para el campo Toldado	64
Tabla 9. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 1	66
Tabla 10. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 3	67
Tabla 11. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 4	68
Tabla 12. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 7	69
Tabla 13. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 8	71
Tabla 14. Nuevos espesores unidades productoras campo Toldado	71
Tabla 15. Unidades productoras campo Quimbaya	77
Tabla 16. Posibles zonas a cañonear para el pozo Quimbaya 1	79
Tabla 17. Posibles zonas a cañonear para el pozo Quimbaya 4	80

Tabla 18. Nuevos espesores formación productora campo Quimbaya	81
Tabla 19. Espesores unidades productoras campo Toy	83
Tabla 20. Posibles Intervalos a cañonear para el pozo Toy 1	85
Tabla 21. Posibles intervalos a cañonear para el pozo Toy 2	86
Tabla 22. Nuevos espesores unidades productoras campo Toy	86

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización campo Toldado	19
Figura 2. Modelo estructural campo Toldado	23
Figura 3. Columna estratigráfica VSM	26
Figura 4. Modelo estructural campo Quimbaya	29
Figura 5. Localización geográfica y geológica del campo Toy	33
Figura 6. Modelo estructural campo Toy	36
Figura 7. Espaciamiento por pozos en Toy	62
Figura 8. Registros SP, GR, ILD para la capa LKB b para el pozo toldado 1	65
Figura 9. Registros SP, GR, ILD para la capa LKB b para el pozo toldado 3	67
Figura 10. Registros GR, ILD para la capa LKB b para el pozo toldado 4	68
Figura 11. Registros GR, ILD para la capa LKB b para el pozo toldado 7	69
Figura 12. Registros GR, ILD para la capa UKB para el pozo toldado 8	70
Figura 13. Correlaciones entre pozos Toldado 1, Toldado 4 y Toldado 8 con el multi-well log	72
Figura 14. Correlaciones entre pozos Toldado 1, Toldado 4 y Toldado 8 con cross-section	73
Figura 15. Correlaciones entre pozos Toldado 3, Toldado 4 y Toldado 8 con el multi-well log	74

Figura 16. Correlaciones entre pozos Toldado 3, Toldado 4 y Toldado 8 con cross-section	74
Figura 17. Correlaciones entre pozos Toldado 4, Toldado 7 y Toldado 8 con el multi-well log	75
Figura 18. Correlaciones entre pozos Toldado 4, Toldado 7 y Toldado 8 con el cross-section	76
Figura 19. Registros GR, SP Y RT para el pozo Quimbaya 1	78
Figura 20. Registros GR, SP Y LLS para el pozo Quimbaya 4	80
Figura 21. Correlaciones entre pozos Quimbaya 1 y Quimbaya 4 con el multi-well log	82
Figura 22. Correlaciones entre pozos Quimbaya 1 y Quimbaya 4 con cross-section	82
Figura 23. Registros GR, SP, ILD para el pozo Toy 1	84
Figura 24. Registros GR, SP, LLS para el pozo Toy 2	85
Figura 25. Correlaciones entre pozos Toy 1 y Toy 2 con el multi-well log	87
Figura 26. Correlaciones entre pozos Toy 1 y Toy 2 con cross-section	88

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica1.Comportamiento de producción de agua y aceite para el pozo Toldado 1	40
Grafica 2. Corte de agua y producción diaria de aceite para Toldado 1	41
Grafica 3. Comportamiento de producción de líquido y agua para el pozo Toldado 1	43
Grafica 4. Índice de productividad total de líquido para el pozo Toldado 1	44
Grafica 5. Comportamiento de producción de aceite y pwf para el pozo Toldado 1	44
Grafica 6 .comportamiento de producción de aceite e historia de eventos para Toldado 3	46
Grafica 7 .producción acumulada de aceite para el pozo Toldado 3	47
Grafica 8. Índice de productividad total de líquido para el pozo Toldado 3	47
Grafica 9 .Comportamiento de producción de agua y aceite para el pozo Toldado 4	48
Grafica 10. Comportamiento de producción de agua y aceite para Toldado 7	50
Grafica 11.produccion acumulada de aceite para el pozo Toldado 7	51
Grafica 12. Comportamiento de producción de agua y aceite para Toldado 8	52
Grafica 13. Comportamiento de producción de agua y aceite para Quimbaya	53

Grafica 14. Comportamiento de producción de aceite y pwf para Quimbaya 1	54
Grafica 15. Presión de yacimiento VS. Caudal acumulado para Quimbaya 1	55
Grafica 16. Producción de aceite e historia de eventos para el pozo Quimbaya 4	56
Grafica 17. Comportamiento de producción de aceite y pwf para Quimbaya 4	57
Grafica 18. Presión de yacimiento VS. Caudal acumulado para Quimbaya 4	58
Grafica 19. Comparación del comportamiento de producción de agua y aceite para Quimbaya 1 y Quimbaya 4	58
Grafica 20. Comportamiento de producción de agua y aceite para Toy 1	59
Grafica 21. Declinación de la presión de yacimiento con respecto al tiempo para Toy 1	60
Grafica 22. Corte de agua y producción de aceite para el pozo Toy 2	61

ANEXO

MANUAL DE PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE UNA BASE DE DATOS EN OFM

1. Creación del espacio de trabajo (workspace)

Figura 1. Creación del nuevo workspace

Figura 2. Guardando workspace

Figura 3. Nombrando y guardando workspace

Figura 4. Definición del proyecto

Figura 5. Cargando el workspace

Figura 6. Vista del nuevo workspace

2. Creación de las tablas

Figura 7. Extensiones usadas en OFM

Figura 8. Elaboración de la primera tabla

Figura 9. Tabla HeaderId

Figura 10. Renombre y propiedades

Figura 11. Crear nueva tabla

3. Importar datos

Figura 12. Importando datos

Figura 13. Seleccionar y adjuntar el archivo a cargar

Figura 14. Mapa base

4. Montaje del mapa estructural

Figura 15. Montar el mapa estructural

Figura 16. Selección archivo.ano

Figura 17. Activando opciones del archivo cargado

Figura 18. Mapa estructural para el campo Toldado con grilla

5. Montaje de registros

Figura 19. Tope y base de la pista del registro

Figura 20. Pista limpia de los registros

Figura 21. Importando datos de los registros

Figura 22. Selección del archivo. Log

Figura 23. Seleccionando pozo

Figura 24. Escoger el registro para mostrar

Figura 25. Vista de registros GR y SP

Figura 26. Activar o desactivar marcadores del registro

6. Creación de los estados mecánicos

Figura 27. Diagrama de pozo

Figura 28. Estado mecánico Toldado-2

Figura 29. Visualizando desviaciones de pozo

Figura 30. Well deviation

Figura 31. Visualización desviaciones desde superficie

Figura 32. Importando desviaciones

Figura 33. Seleccionando propiedades

Figura 34. Estado mecánico y desviaciones para el pozo Toldado-2

7. Variables calculadas

Figura 35. Creando variables calculadas

Figura 36. Adicionando variables calculadas

Figura 37. Digitando formulas

Figura 38. Propiedades de las variables calculadas

Figura 39. Iniciando grafico

Figura 40. Seleccionando variables a graficar

Figura 41. Propiedades de las graficas

Figura 42. Eventos sobre la curva

8. Generación de reportes

Figura 43. Generando reportes

Figura 44. Seleccionando variables

Figura 45. Reporte del pozo Toldado-1

9. Montaje de símbolos

Figura 46. Cargando símbolos

Figura 47. Importando datos de la HeaderId para la creación de símbolos

Figura 48. Creando símbolos

Figura 49. Seleccionando propiedades de los símbolos

Figura 50. Vista mapa estructural del campo Toldado y sus respectivos símbolos

INTRODUCCIÓN

Uno de los mayores retos de la industria petrolera es buscar cada día más y mejores técnicas que ayuden a optimizar la producción del crudo. La producción de un campo de petróleo puede mejorarse por medio de diferentes métodos, que incluyen técnicas de gerenciamiento de yacimientos, completaciones de pozos, las instalaciones de superficie, incrementos de productividad (estimulación), recompletamiento (cañoneos adicionales, recañoneo, aislamientos y reapertura de zonas).

Para analizar cuales son las técnicas que se pueden implementar para aumentar la extracción, se debe tener en cuenta la historia del campo, en especial la del pozo o los pozos que se van a analizar, recurriendo a los diferentes software que nos permiten tener una idea clara de los eventos ocurridos. El OFM es una herramienta que permite crear bases de datos generando estados mecánicos, perfiles de pozos, curvas de declinación, desviaciones, historias de producción y de eventos. Los perfiles de pozos (SP, GR y resistivos), fueron analizados para determinar cuales son los posibles intervalos a cañonear, o cuales requieren ser recañoneados. Además se analizaron curvas de declinación de presión, las cuales son de gran ayuda para determinar los trabajos que se pueden realizar en el pozo tales como: profundización de la bomba, estimulaciones (fracturamiento hidráulico, inyección de polímeros), rediseño del sistema de levantamiento artificial etc., para finalmente lograr el incremento de producción de los campos Toldado, Toy y Quimbaya de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima.

1. ASPECTOS GENERALES DE LOS CAMPOS: TOLDADO, QUIMBAYA Y TOY DE LA SOH

1.1 GENERALIDADES CAMPO TOLDADO

1.1.1 Localización

El Campo Toldado se encuentra localizado en el extremo Noroccidental de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Subcuenca de Girardot. Este campo hace parte de los campos descubiertos en el lineamiento de dirección noreste-suroeste que incluye los Campos Ortega y Tetuán al Norte y Quimbaya al Sur.

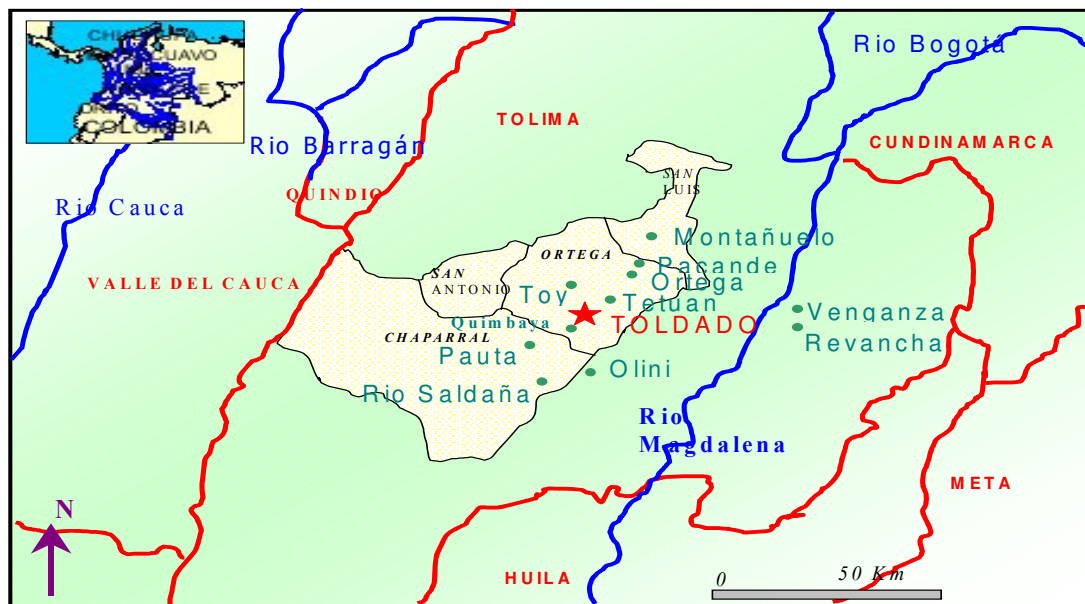


Figura 1. Localización del campo Toldado

1.1.2 Características generales del yacimiento

PROPIEDAD	DATO
Formación	Caballos
Tipo de trampa	Estructural
Profundidad	5560' – 6080' MD
Litología	Areniscas
Espesor total	300-400 pies
Espesor neto	180-250 pies
Porosidad	13-18%
Permeabilidad	23-407 mD
Gravedad	20 °API
Temperatura de yacimiento	146 °F
Viscosidad del aceite	26.2Cp @ Pi
Presión de Burbuja	1070 psi @-4500
Presión inicial	2780 psi @-4500
Presión yacimiento	1200 psi

Tabla 1. Características generales campo Toldado

1.1.3 Reseña histórica

Campo Toldado fué descubierto por ECOPETROL S.A en Diciembre de 1987, con la perforación del pozo Toldado-1, con una producción inicial de 190 BPPD. En el campo se han perforado ocho pozos, uno de los cuales fué acuífero (Toldado-5), y siete pozos activos (Toldado-1, Toldado-2, Toldado-3, Toldado-4, Toldado-7, Toldado-8D y Toldado-11). Los pozos Toldado-7 y Toldado-8D probaron agua en niveles donde los demás pozos producen aceite, evidenciando la compartimentalización del yacimiento.

1.1.4 Aceite original y reservas

- Volumen de petróleo original calculado es de 86.40 Mbls de STOOIP
- Factor de recobro (a Dic 2002) de 10.04%
- Factor de recobro final esperado 17.3%
- Las reservas estimadas a Diciembre 31 de 2002 son:
 - ✓ 6.28 Mbls de Reservas probadas desarrolladas
 - ✓ Total reservas 6.28 MBLS en el periodo 2003 a 2023, año en el cual, con los parámetros económicos actuales se estima como limite económico para este campo.

1.1.5 Modelo estructural y estratigrafía del campo Toldado

1.1.5.1 Modelo geológico y estructural

Estructuralmente el campo forma parte de un cinturón plegado limitado por el este por la Falla de Cucuana de orientación N-NE que se extiende a lo largo del área de estudio. El Área comprendida por este campo ha sido transportada hacia el oeste producto de los principales sistemas de fallas de cabalgamiento o movimientos compresivos que han afectado la cuenca. Las principales características de la tectónica del área son:

1. Sistemas de cinturones plegados
2. Sistemas de cabalgamiento con planos de falla convergencia hacia el este y el oeste
3. Macro pliegues (anticlinales)
4. El sinclinal de Girardot hacia el este del área de estudio.

El Campo básicamente está definido por un anticlinal asimétrico, limitado en su flanco más inclinado por una serie de fallas inversas, al oeste, asociadas a un sistema de plegamiento por propagación de fallas. La falla que limita al campo por el oeste presenta imbricaciones o fallas asociadas que separan el campo en dos bloques principales, en los planos de despegue se encuentra la interfase de las meta-sedimentitas anteriores a la depositación de la Formación Caballos y la Formación Saldaña.

Los principales procesos que actúan y que se encuentran asociados a la formación de estructuras son:

- Bloques con fallas de tipo compresivo y plegamiento asociado
- Plegamiento por propagación de fallas

✓ Fallas

Las superficies de fallas observadas en los perfiles sísmicos siguen trayectorias subparalelas a los planos de estratificación en la Formación Saldaña (zona de despegue), e incrementan el ángulo cortando la formación almacenadora hasta terminar o bien en las rocas del Cretácico Superior o en las del Terciario Temprano.

✓ Pliegues

A partir del análisis sísmico estructural basado en secciones sísmicas se reconocen dos sistemas de fallas de cabalgamiento convergentes generales orientales y con predominio de fallas imbricadas para el intervalo de la Formación Caballos – Villeta, en el cabalgamiento más occidental que limita el campo Toldado.

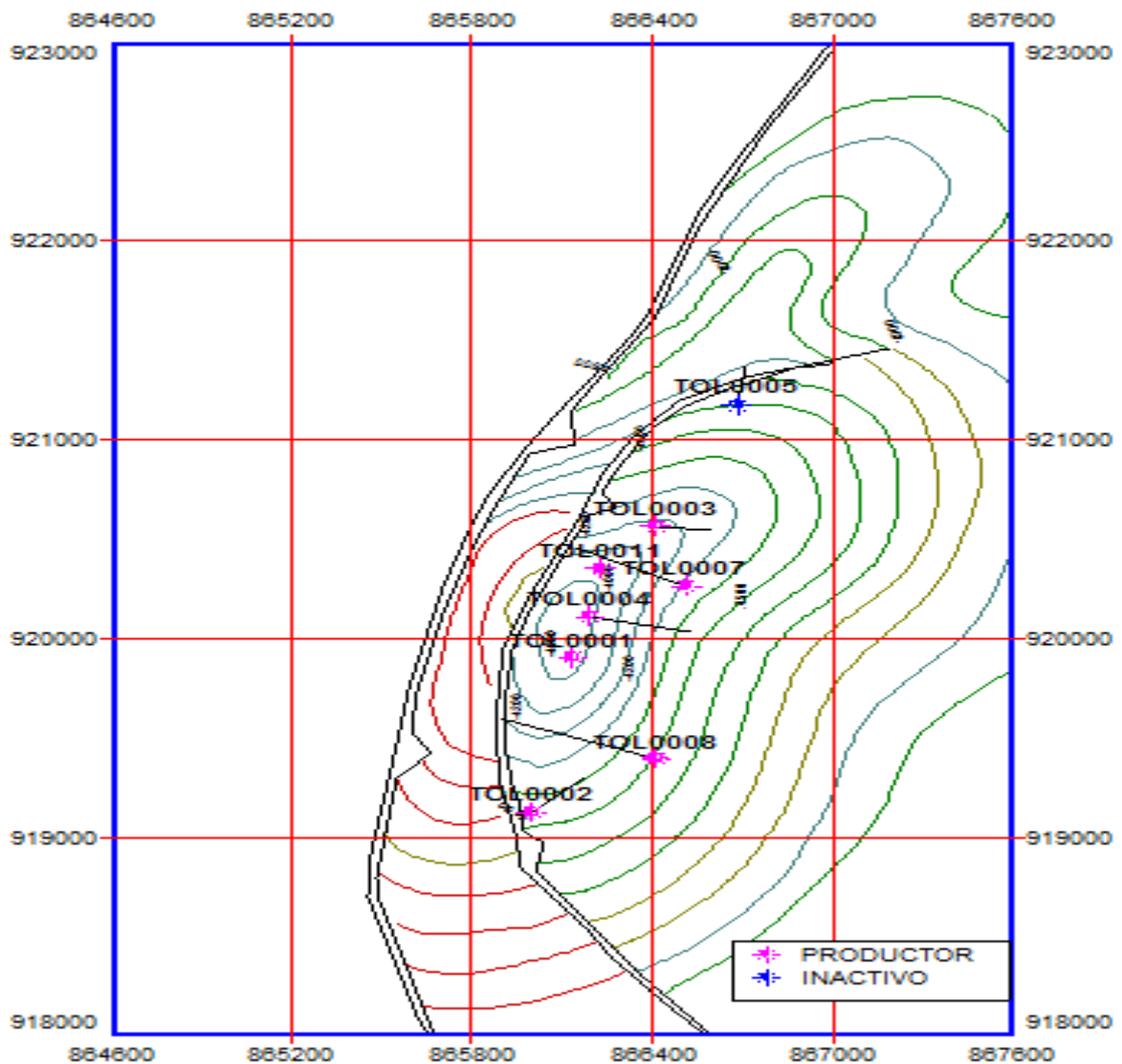


Figura 2. Modelo estructural campo Toldado

1.1.6.2 Estratigrafía general del área

La secuencia estratigráfica de este sector del Valle Superior del Magdalena (VSM) está compuesta por tres intervalos litológicos principales: el Inferior, constituidos por vulcanitas y sedimentitas de la Formaciones Saldaña de edad

Triasico-Jurásico; el Medio, conformado por sedimentitas de origen fluvial y marino del Cretácico, formaciones Yaví, Caballos, Villeta y Monserrate y el Superior, constituido por sedimentitas de origen fluvial del Terciario, Formaciones Guaduala, Chicoral, Potrerillo, Doima y Barzalosa . La columna estratigráfica generalizada atravesada por los pozos perforados en el campo Toldado se describe a continuación de más reciente a más antigua:

Formación Potrerillo: Con un espesor aproximado de 2700 pies, corresponden en su parte superior a limolitas de color gris claro, pardo, amarillo, violeta, en bloques, localmente limosas. En la sección media-inferior presenta arenas cuarzosas, hialinas, translúcidas, de grano fino. Hacia la base, la formación presenta un paquete masivo de arcillolitas.

Formación Chicoral: Con un espesor aproximado de 350 pies, está representada por intercalación de limolitas, arcillolitas y areniscas en la parte superior y media. En la parte inferior de la sección se observan predominantemente limolitas con esporádicas intercalaciones de arcillolitas.

Formación Guaduala: Constituida principalmente por arcillolitas pardo rojizo, y en menor grado gris a gris oscuro con pequeños niveles de limolita. El espesor aproximado es de setecientos (700) pies.

Formación Monserrate: De esta formación se ha encontrado un espesor aproximado de 200 pies. Se caracteriza por un paquete masivo de arena en la parte superior e inferior con intercalaciones de lutita y arcillolita en la parte media.

Formación Villeta: Se presenta con un espesor total de aproximadamente 2000 pies. Se pueden diferenciar 4 conjuntos: 1) conjunto superior con un paquete de limolitas de color gris oscuro, calcárea de 300 pies de espesor; 2) conjunto medio superior definido por la aparición del primer chert, infrayaciendo un paquete

calcáreo y posteriormente un paquete masivo de limolitas; 3) el conjunto medio inferior caracterizado por la aparición del segundo chert hacia el tope y un paquete de caliza en la parte media y basal; 4) El conjunto inferior representado por un paquete de lutita color gris oscuro, ligeramente calcáreo al tope y un paquete masivo de caliza a la base .

Formación Caballos: Se ha perforado un total de 550 pies en el área de estudio, y se caracteriza por dos secuencias arenosas en la parte superior e inferior, separada por un paquete de limolitas calcáreas y calizas. Estas unidades arenosas Superior e Inferior son las rocas reservorios en el campo.

Formación Precaballos: La unidad Precaballos posee una alternancia de caliza, lutita, limolita y arenisca que infrayace la Formación Caballos.

Formación Saldaña: Esta formación se encuentra representada por un paquete masivo de roca volcánica de color gris verdosa vítrea y pardo, clasificada riodacita a dacita.

Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Superior de Magdalena

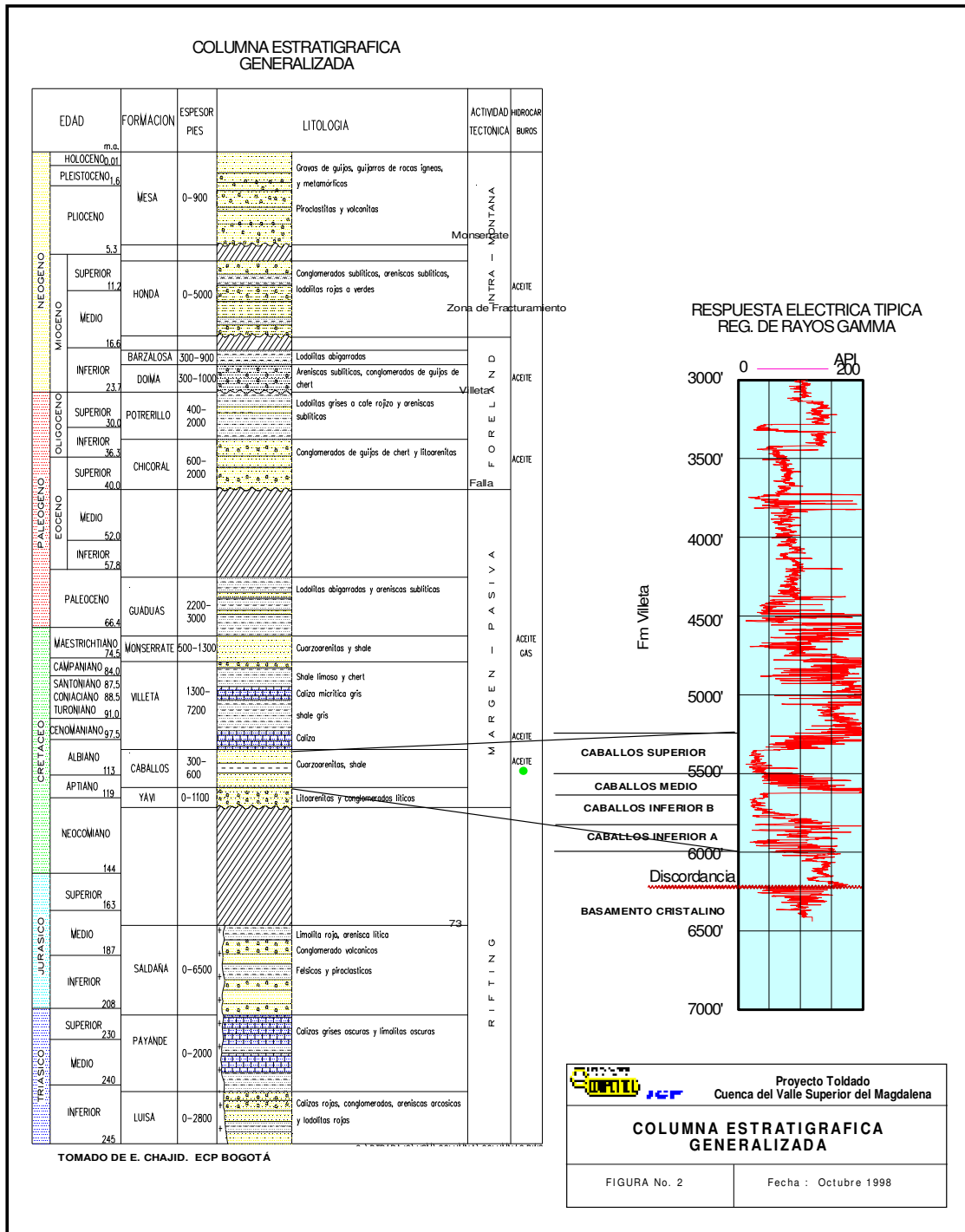


Figura 3. Columna estratigráfica VSM

1.2 GENERALIDADES CAMPO QUIMBAYA

1.2.1 Localización

El campo Quimbaya se encuentra localizado en la subcuena Girardot en el Valle Superior del Magdalena al suroccidente del campo Toldado a 14 Kms del mismo.

1.2.2 Características generales del yacimiento

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	
Formación	Caballos
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Monoclinal
Profundidad	5210' - 5350' MD, RTE: 1380'
Litología	Areniscas- calizas
Espesor neto	67 pies
Porosidad	15.5%
Permeabilidad	471 Md
Gravedad	17.4 ° API
Temperatura de yacimiento	128 F
Viscosidad del aceite	40 Cp @ Pi
Presión de Burbuja	1950 psi @-4500
Presión inicial	2346 psi @-4500
Presión actual	2250 psi

Tabla 2. Características generales campo Quimbaya

1.2.3 Reseña histórica

El campo Quimbaya fué descubierto mediante la perforación del pozo Quimbaya-1 el cual inició explotación en septiembre de 1988, con una producción de 100 bpd de 18º API y un corte de agua de 27%. Posteriormente se perforó el pozo Quimbaya-2, y aunque hubo evidencias de hidrocarburos, las pruebas de producción mostraron sólo agua, por lo cual fue taponado y abandonado en Agosto de 1989, en Noviembre de 1995 fué perforado el tercer pozo, Quimbaya-4, en una posición estructural más favorable que el Quimbaya-2, el cual mostró acumulación de hidrocarburos. El pozo Quimbaya-3 fue perforado el 22 de Mayo del 2008, este pozo se perforó vertical hasta una profundidad de 5626', pero el 24 de Junio del 2008, se inició un Side-Track desde 4800' hasta 7418' en MD.

1.2.4 Aceite original y reservas

- El volumen de petróleo original calculado fué de 8.44 Mbls de STOOIP
- Se produjo a Enero del 2008, un acumulado de 1,6 MBOPD
- Factor de recobro (a Dic 2002) de 15.16%
- Factor de recobro final esperado 19.0%
- Total reservas 0.32 MBLS en el periodo 2003 a 2023, año en el cual, con los parámetros económicos actuales se estima como límite económico para este campo.

1.2.5. Modelo estructural y estratigrafía campo Quimbaya

1.2.5.1 Modelo estructural

Estructuralmente el campo es un monoclinal buzante al sureste, con buzamientos de hasta 30°, limitado al oeste por una falla inversa con rumbo NE con plano de falla buzante al este, la cual produce un pequeño pliegue de arrastre sobre el monoclinal. Existen otras dos fallas similares a la anteriormente descrita, que dividen el campo en dos compartimentos.

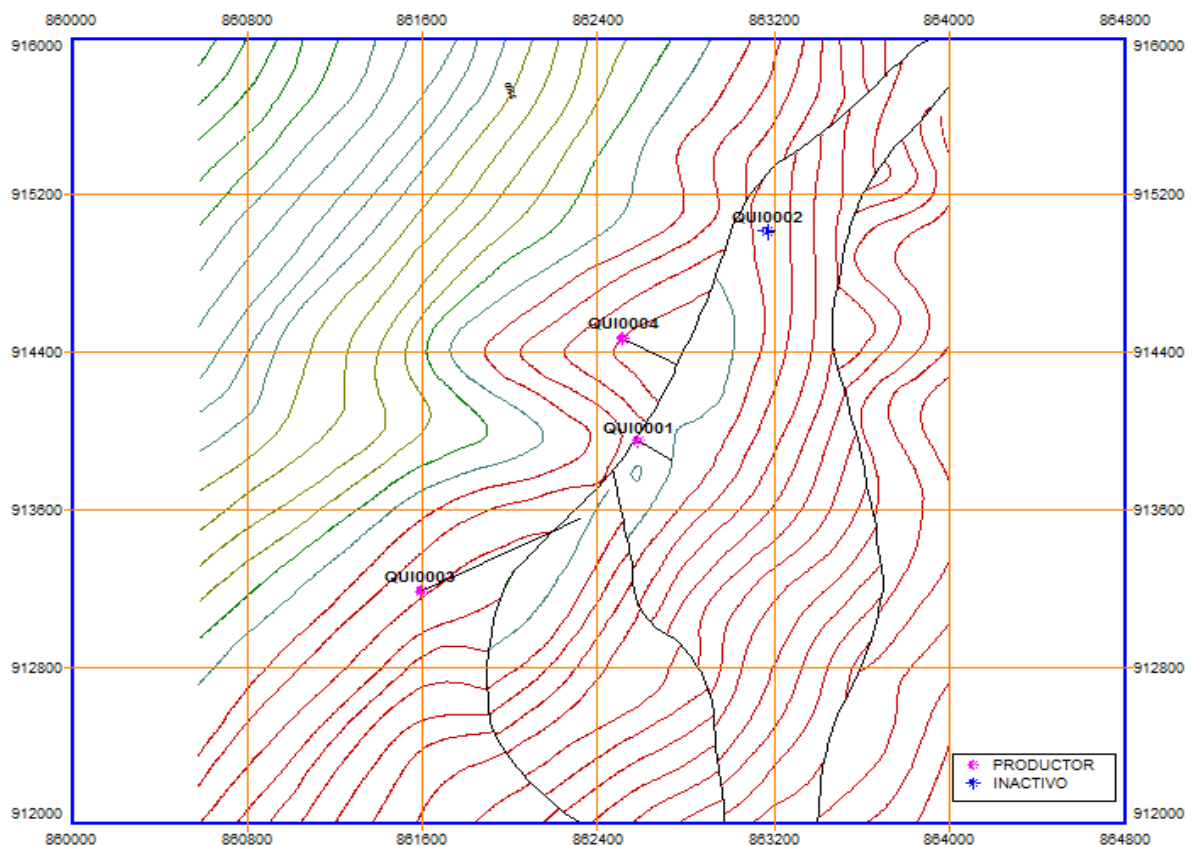


Figura 4. Modelo estructural campo Quimbaya, tomado del OFM.

1.2.5.2 Estratigrafía general del área

En el campo Quimbaya se perforaron de base a techo rocas de edades que van desde el Aptiano (Formación Ocal) hasta el Terciario (formaciones Chicoral y Potrerillo).

Geología del petróleo: Roca Generadora (G) - Grupo Villeta

Se constituye como la roca generadora de hidrocarburos y se divide en cuatro (4) unidades principales que corresponden de tope a base a:

- ✓ Shale Basal: La parte inferior del Grupo Villeta consta de intercalaciones de Arcillolitas negras masivas con niveles de lodolitas y areniscas grises a rojizas, la presencia de oolitos y pequeños fragmentos de conchas, permiten interpretar ambientes de plataforma con influencia de tormentas (Offshore).

- ✓ Calizas de Tetuán: Corresponde principalmente a calizas micríticas, ocasionalmente esparíticas de color pardo a gris claro, con gran compactación.

- ✓ Calizas de la Frontera: Presenta gruesos depósitos de Mudstone gris oscuro, intercalándose con algunos niveles de areniscas lodosas muy finas, arcillolitas silíceas y Wackestone rico en conchas, probablemente perteneciendo a depósitos de una plataforma externa.

- ✓ Unidad Superior: Compuesta por secuencias de arcillolitas calcárea negra a gris oscura, con presencia de materia orgánica e intercalaciones calcáreas.

Roca Almacén (A) - Formación Caballos

La Formación Caballos está definida como la roca almacén y está constituida por secuencias de areniscas de composición cuarzoarenitas y areniscas calcáreas con muy pocas intercalaciones de lodolitas. Composicionalmente las areniscas están constituidas principalmente por cuarzo oscilando entre 50 y 100% del volumen de roca, los valores más bajos están asociados a las zonas que presentan un porcentaje alto de fragmentos fósiles. El cemento es principalmente calcáreo y se encuentra hasta en un 30% del volumen de roca en las muestras analizadas por petrografía en trabajos realizados en el campo Quimbaya en menor cantidad se encuentra clorita, glauconita y pirita.

1.2.6 Histórico de presiones

En Noviembre de 1988 se determinó la presión inicial del yacimiento en el pozo Quimbaya-1, encontrándose un valor de 2345 psia a una profundidad de referencia de 3700 pies por debajo del nivel del mar. En más de 11 años de producción, la presión del yacimiento ha declinado aproximadamente 120 psia y aún se encuentra por encima de la presión de burbuja (1950 psia), debido a que el campo ha producido agua y presenta un empuje hidráulico fuerte que ha impedido una caída drástica de la presión del yacimiento. (Ver tabla 3).

POZO	INTERVALO	FORMACION	FECHA	PRESION
quimbaya-1	5188-5220	cab-sup	20/11/1988	2345
quimbaya-1	5188-5286	cab-sup	09/12/1988	2347
quimbaya-1	5188-5244	cab-sup	14/12/1997	2267
quimbaya-1	5188-5244	cab-sup	26/12/1998	2221
quimbaya-2	5336-5366	cab-sup	14/09/1989	2352
quimbaya-4	5308-5338	cab-sup zona a	01/01/1995	2317
quimbaya-4	5210-5220	cab-sup zona c	01/01/1995	2251
quimbaya-4	5166-5184	cab-sup zona c	01/01/1995	2261
quimbaya-4	5146-5184	cab-sup	01/01/1995	2261
quimbaya-4		cab-sup	25/06/2001	2219.41

Tabla 3. Histórico de presiones campo Quimbaya

De la información analizada, se infiere que los pozos se encuentran comunicados y forman parte de una misma estructura. Las pruebas iniciales de los pozos Quimbaya-1 y Quimbaya-2 se realizaron en 1988 y 1989 respectivamente, sin embargo, la producción del campo no se inició sino hasta Abril de 1992, de tal forma que las presiones iniciales del yacimiento determinadas en 1988 y 1989 deben mantenerse hasta 1992. Esta información es importante para analizar correctamente la historia de presiones del campo Quimbaya, ya que los valores de presión inicial del yacimiento deben trasladarse hasta la fecha cuando inicia la producción y por lo tanto el agotamiento.

1.3 GENERALIDADES CAMPO TOY

1.3.1 Localización

El campo Toy está localizado al occidente de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, consta de una extensión de dos mil seiscientos noventa y seis (2.696) hectáreas con mil setecientos treinta (1.730) metros cuadrados aproximadamente.

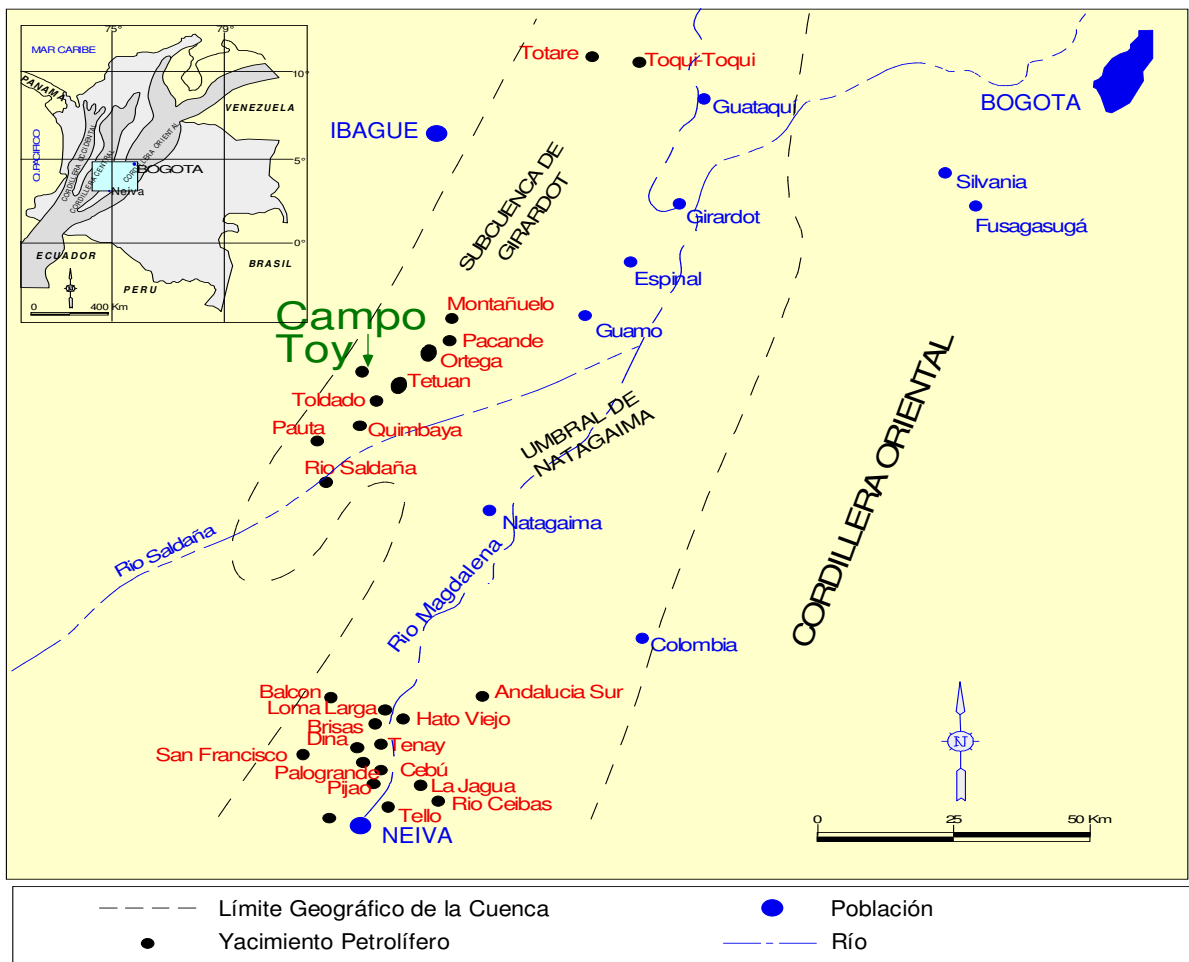


Figura 5. Localización geográfica y geología del campo Toy, fuente ECOPEPETROL S.A.

1.3.2 Características generales del yacimiento

PROPIEDAD	VALOR
Relación gas - aceite - GOR (SCF/STB)	20 - 60
Gravedad aceite fiscal - ($^{\circ}$ API)	16
Viscosidad del aceite a P_b y T_y (cp)	680

Tabla 4. Características generales campo Toy

1.3.3 Reseña historia

El campo Toy fué descubierto por ECOPEPETROL S.A mediante la perforación del pozo Toy-1 en abril de 1987 y desarrollado por esta compañía mediante la perforación de 4 pozos, de los cuales actualmente producen 2 (Toy-1 y 2) en las areniscas de la formación Caballos Superior e Inferior.

1.3.4 Mecanismos de producción

El comportamiento de producción para los pozos del campo Toy y las características de los fluidos, muestran que el principal mecanismo de producción es un empuje hidráulico.

1.3.4.1 Contactos de Fluido

No se cuenta con información de gradientes que permitan definir un contacto agua-aceite para ninguna de las dos estructuras del campo. De la interpretación de la Petrofísica y las pruebas iniciales de producción se estableció el contacto agua-aceite aproximadamente 950 pies sobre el nivel del mar.

1.3.4.2 Análisis de Fluidos

A partir de las pruebas iniciales, los reportes del campo, y la historia de producción, se encontró que el yacimiento corresponde a un hidrocarburo tipo aceite negro, con una relación gas-aceite inicial inferior a 100 SCF/STB y una gravedad inicial del líquido fiscal de 16° API.

1.3.5 Modelo estructural y estratigrafía campo toy

1.3.5.1 Modelo estructural

El modelo estructural divide el campo en tres estructuras (ver figura 6). A la primera pertenece el pozo Toy-1, a la segunda Toy-2 y Toy-4, y a la tercera Toy-3.

El campo Toy es una estructura anticlinal asimétrica al oeste con eje orientado SW-NE el cual está limitado hacia el occidente por fallas inversas de dirección SW-NE con buzamiento al este las cuales despegan de un cabalgamiento inferior común.

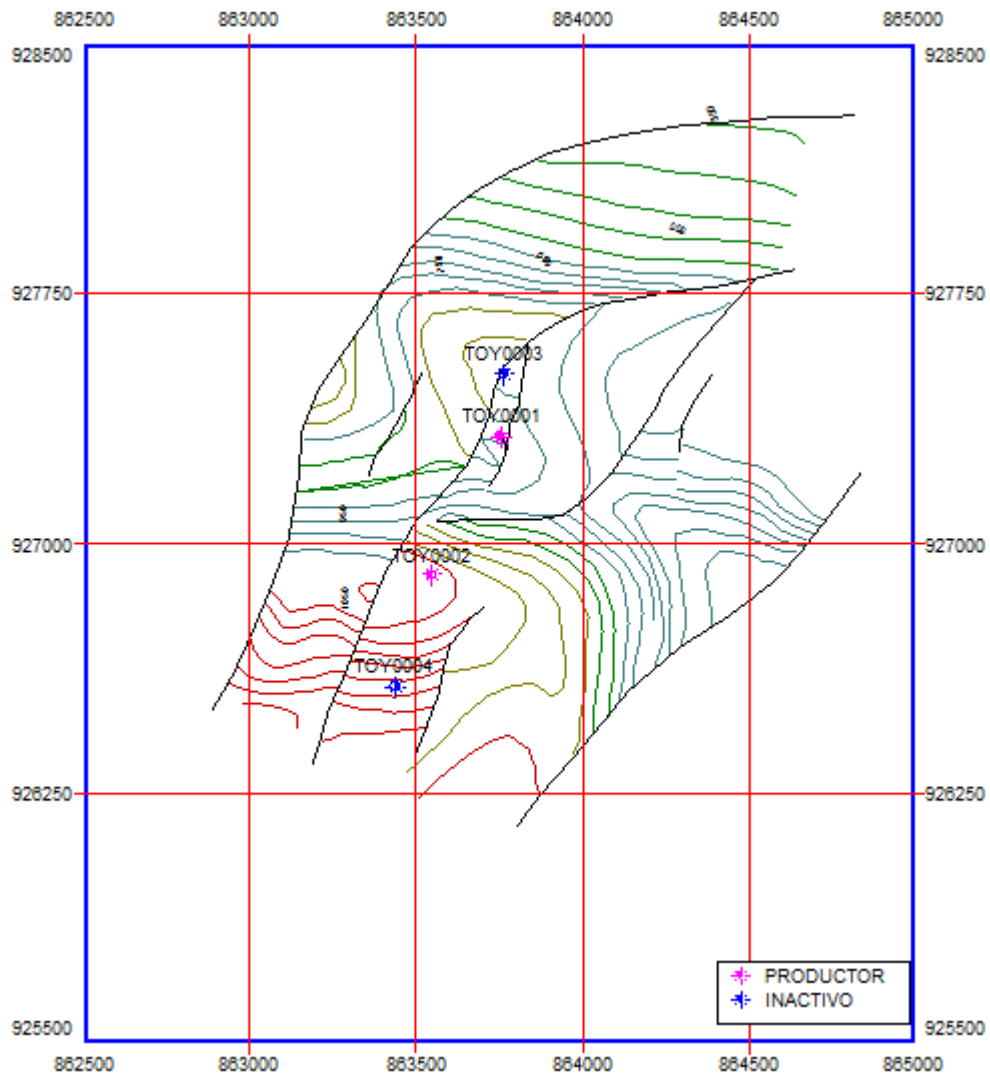


Figura 6. Modelo estructural campo Toy, Tomado de OFM.

1.3.5.2 Estratigrafía

En el Campo Toy se perforaron rocas de edades que van desde el Juratriásico (Gr. Payande) hasta el Grupo Villeta y del Terciario las formaciones Chicoral y Potrerillo.

La columna estratigráfica generalizada atravesada por los pozos perforados en el campo Toy se describe a continuación¹:

Payande: constituye el basamento económico del campo, litológicamente está constituido de intercalaciones de calizas, areniscas.

Alpujarra: está constituida por intercalaciones de areniscas liticas a cuarzosas y lodolitas grises con abundante materia orgánica, depositadas en un ambiente estuarino; el espesor es de 180 pies.

Ocal: está constituida por intercalaciones de lodolita negra fisil, con intercalaciones de calizas (wackestone y packestone), depositados en un ambiente de sedimentación de bahía; el espesor varía de 340 a 378 pies.

Caballos: está constituida por intercalaciones de areniscas de composición cuarzoarenítica, de color pardo, grano fino a medio, bioperturbada, ocasionales arcillolitas negras y grises; se interpreta que el ambiente de sedimentación de esta unidad depositada en un "Shoreface"; el espesor varía de 110 a 140 pies.

Villeta: está constituida por intercalaciones de lodolitas gris a negras con intercalaciones de calizas (mudstone, wackestone y packestone), en su parte basal presenta algunas intercalaciones de arenisca calcárea lodosa de grano muy fino a fino de color pardo; esta unidad se deposita en un ambiente de sedimentación de "offshore superior"; el espesor varía de 410 a 440 pies.

Chicoral: está constituida por conglomerados con clastos de chert, areniscas conglomeráticas y conglomerados arenosos rojos y grises, pobremente

seleccionado, con intercalaciones de limolitas y arcillolitas grises claras y violetas, edad Eoceno, esta unidad se depositó en un ambiente de sedimentación continental, el espesor varía de 150 a 235 pies.

Potreriillo: está constituida principalmente por arcillolitas y lodolitas varicoloreadas, con intercalaciones de areniscas de grano grueso, pobremente seleccionado, edad Oligoceno, esta unidad se depositó en un ambiente de sedimentación de continental fluvial, el espesor varía de 170 a 300 pies.

2. EVALUACION Y GENERACION DE INCREMENTOS DE PRODUCCION EN LOS CAMPOS DEL TOLIMA: TOLDADO, QUIMBAYA Y TOY DE LA SOH

2.1 ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION

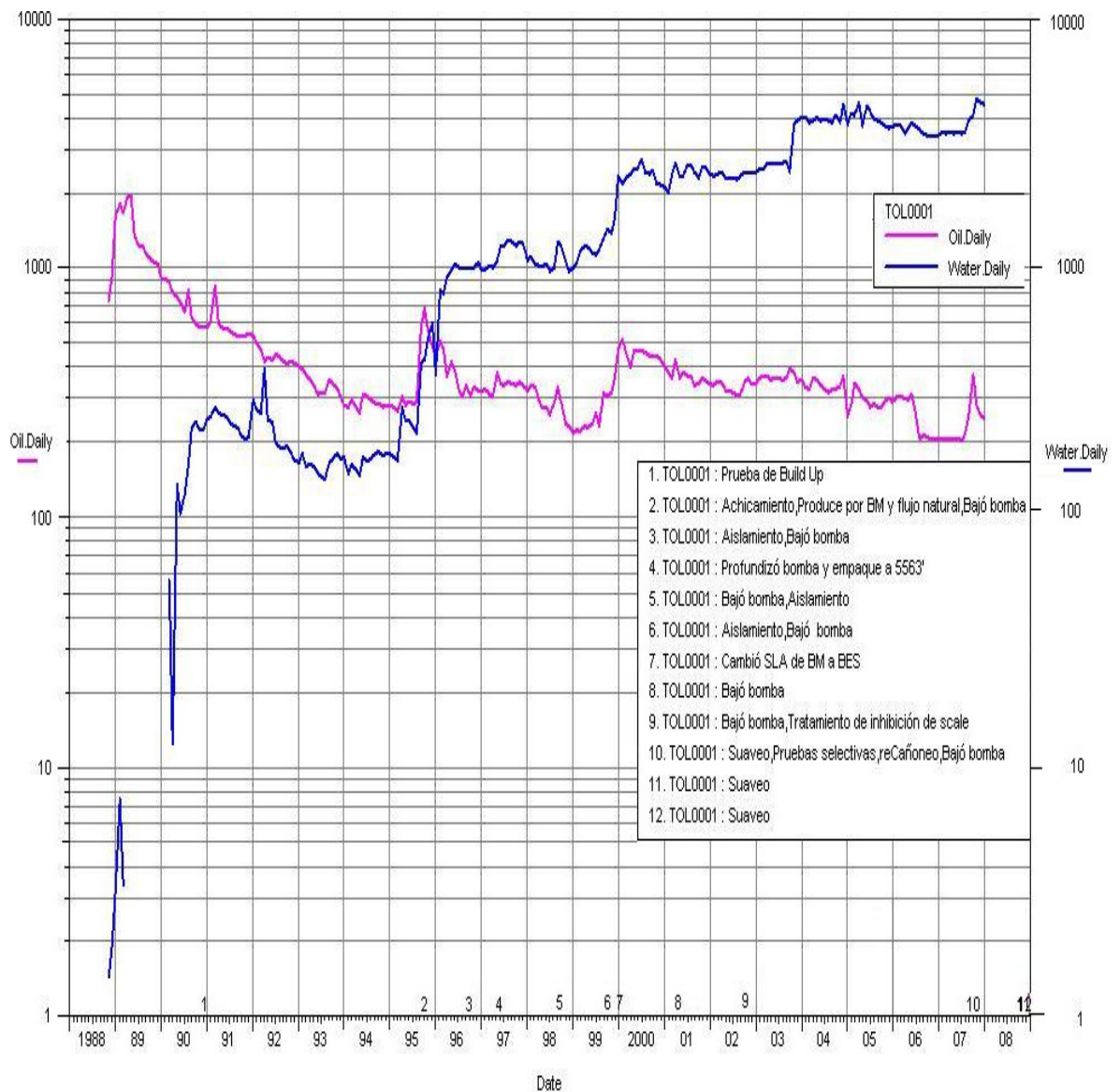
2.1.1 Campo Toldado

2.1.1.1 Pozo Toldado1

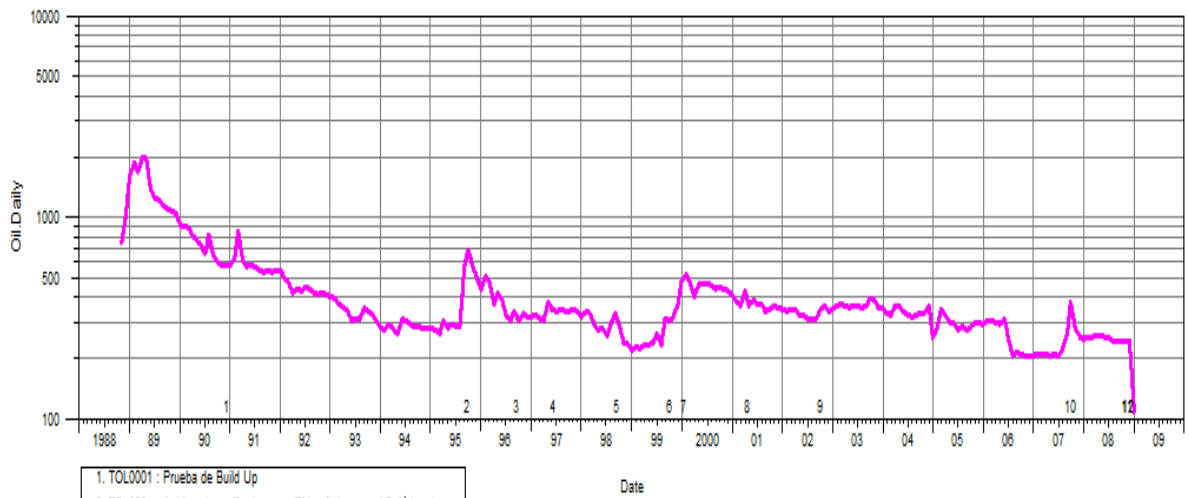
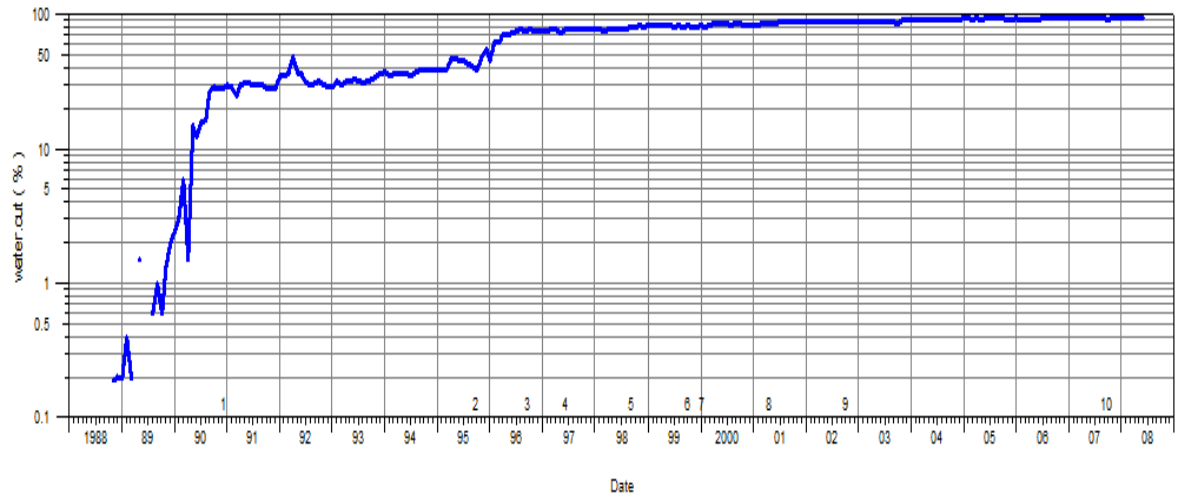
Pozo con el cual se descubrió el campo en 1988, tuvo una producción inicial de 1990 BOPD, con una gravedad API de 20 y 0% de BSW, en flujo natural.

Dicho pozo presentó una irrupción de agua a los 410 días de producción aproximadamente. El cambio de flujo natural a bombeo mecánico de septiembre del 1995, significó una recuperación adicional de 77 mil barriles de aceite (gráfica 1). Sin embargo, y tal como se aprecia en la gráfica 2, el corte de agua pasó de 39% a 79% y la declinación se acentuó. Este comportamiento puede explicarse como un fenómeno de conificación (entrada abrupta de agua proveniente de un sector acuífero cercano).

En septiembre de 1996, se hizo un aislamiento que no afectó significativamente el corte de agua, pero que permitió atenuar la declinación del caudal de aceite. Este efecto favorable representó 91 mil barriles de aceite original adicional.



Grafica1. Comportamiento de producción de agua y aceite para el pozo Toldado 1

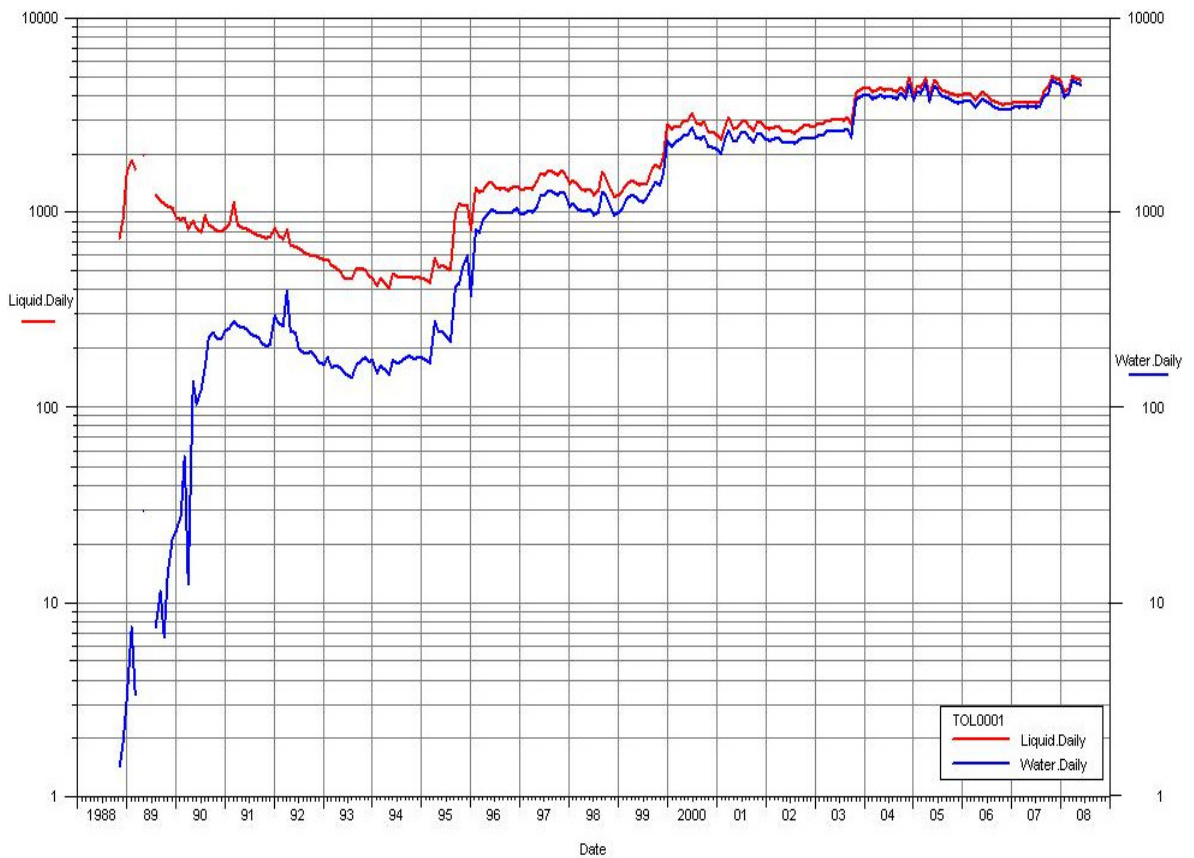


1. TOL0001 : Prueba de Build Up
2. TOL0001 : Achicamiento, Produce por BM y flujo natural, Bajó bomba
3. TOL0001 : Aislamiento, Bajó bomba
4. TOL0001 : Profundizó bomba y empaque a 5563'
5. TOL0001 : Bajó bomba, Aislamiento
6. TOL0001 : Aislamiento, Bajó bomba
7. TOL0001 : Cambió SLA de BM a BES
8. TOL0001 : Bajó bomba
9. TOL0001 : Bajó bomba, Tratamiento de inhibición de scale
10. TOL0001 : Suaveo, Pruebas selectivas, reCañoneo, Bajó bomba
11. TOL0001 : Suaveo
12. TOL0001 : Suaveo

Grafica 2. Corte de agua y producción diaria de aceite para Toldado 1

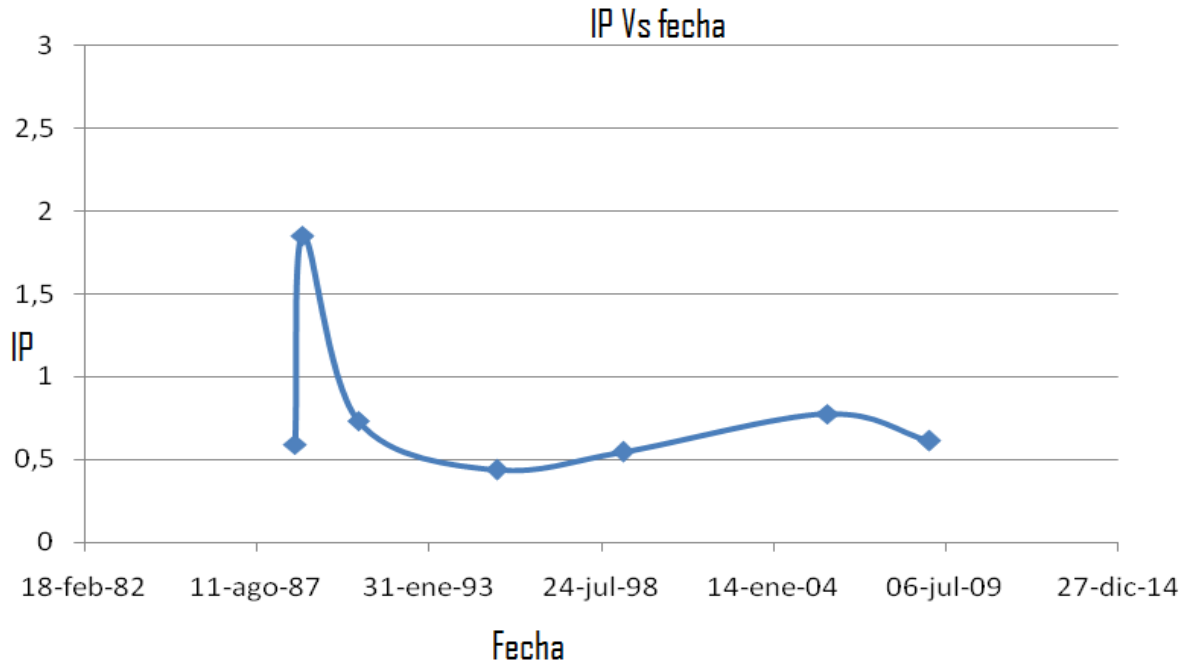
Posteriormente, se llevó a cabo un cambio de bombeo mecánico a bombeo Electrosumergible en diciembre de 1999 permitiendo la recuperación adicional de 382 mil barriles de aceite (hasta Ago. 2006). A diferencia del primer cambio en el Sistema de levantamiento artificial, éste evento no causó un incremento abrupto, ni un cambio en la tendencia de la curva del corte de agua. Cerca de septiembre de 2002 fueron removidas las incrustaciones, lo que permitió una producción constante (139 mil barriles de aceite) mientras duró su efecto. Después de esto la producción continuó su declinación. Un último evento se presentó a mediados del 2006, en donde se evidenció una caída en la producción, recuperándose hasta septiembre del 2007 con re-cañoneos, 90 mil barriles de aceite.

En la grafica 3 se muestra el caudal total de líquido para ilustrar que con los trabajos de pozo se aumentó el caudal total. Este caudal total se ha mantenido constante después de los trabajos, lo que implica que es el caudal de aceite el que se reduce con el tiempo (efecto de permeabilidades relativas).

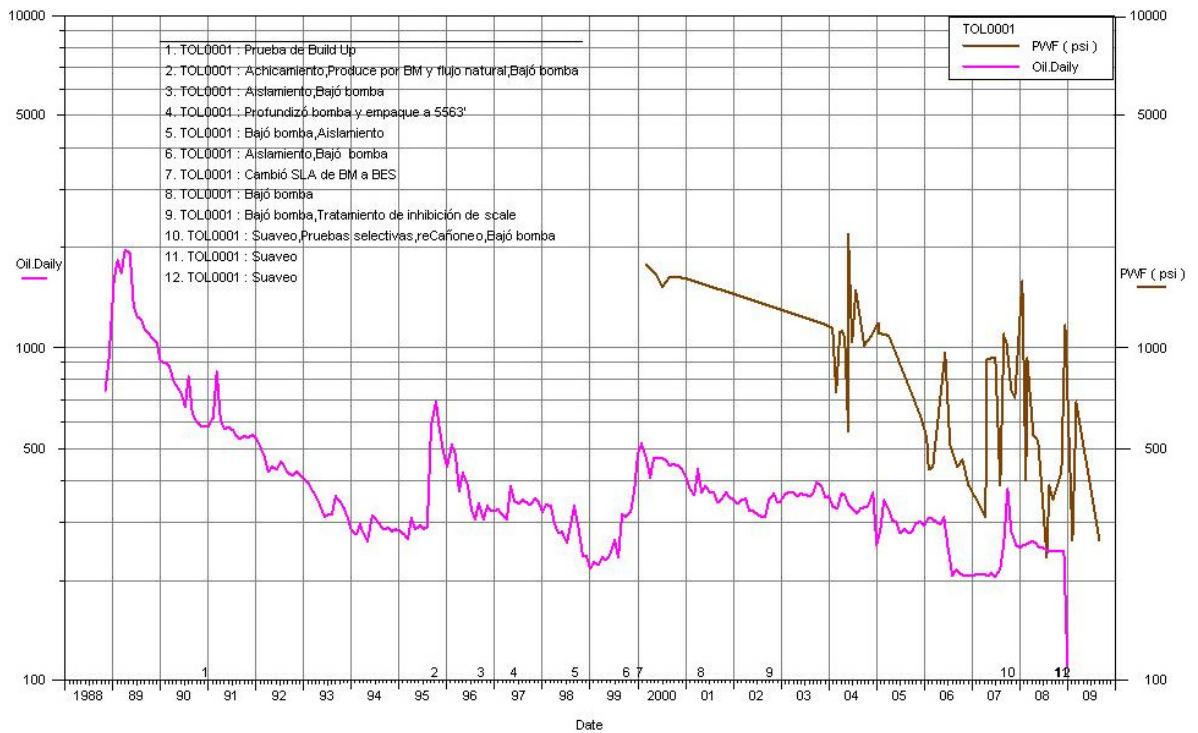


Grafica 3. Comportamiento de producción de líquido y agua para el pozo Toldado 1

La obstrucción al flujo en Toldado 1 está evidenciada en la reducción del índice de productividad total de líquido (agua y aceite, ver grafica 4). Es notoria la disminución de la presión de fondo, lo que indica una pérdida de potencial (Grafica 5).



Grafica 4. Índice de productividad total de líquido para el pozo Toldado 1



Grafica 5. Comportamiento de producción de aceite y pwf para el pozo Toldado 1

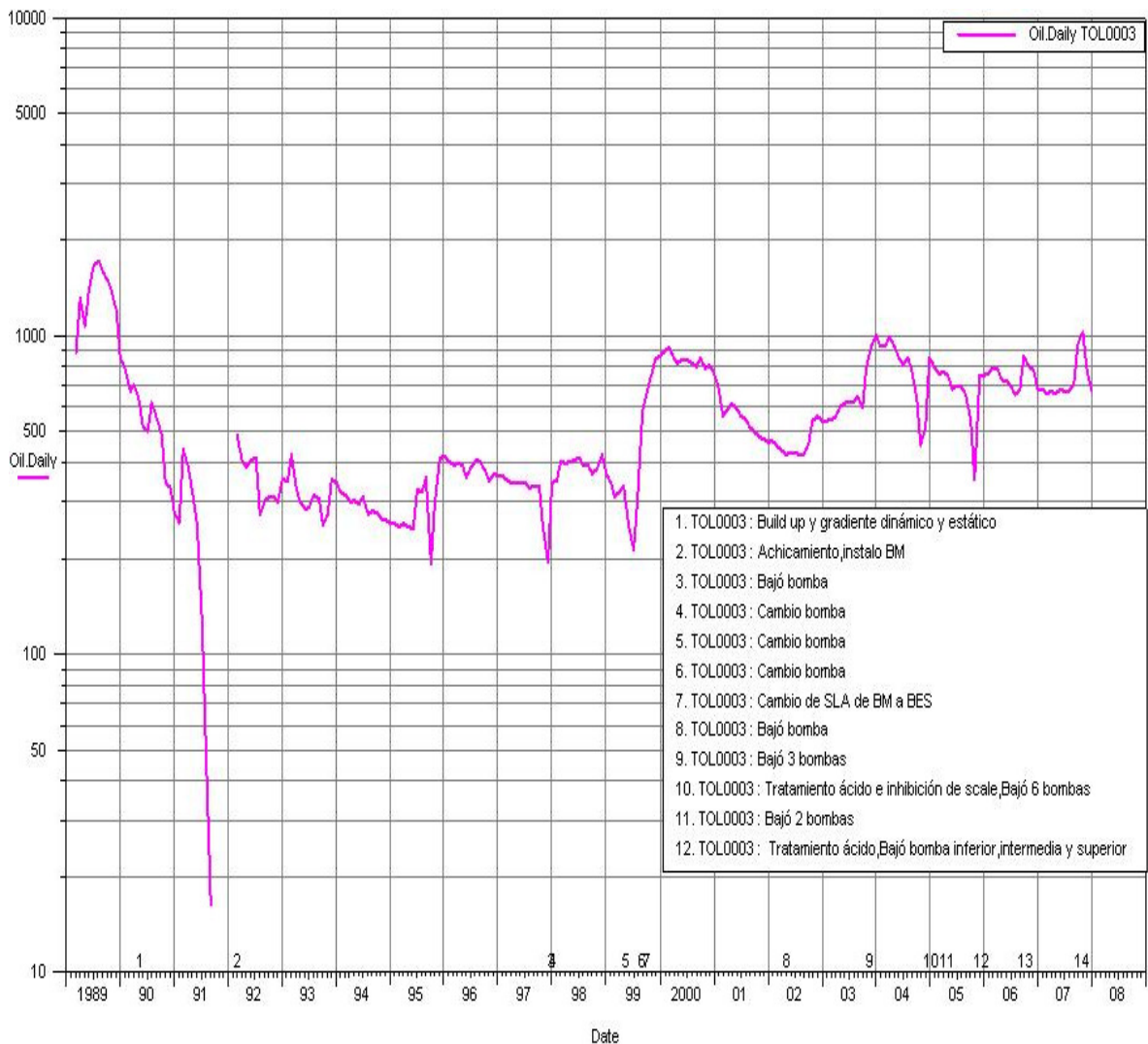
A 1 de enero de 2009, la producción acumulada total es de 2.96 Millones de barriles de petróleo, 11.7 Millones de barriles de agua y 609,094 Millones de pies cúbicos de gas.

2.1.1.2 Pozo Toldado 3

En 1989 el pozo Toldado 3 inició producción en flujo natural de manera selectiva mediante un arreglo de sartas, quedando Caballos Superior produciendo por la sarta más corta y Caballos Inferior (A y B) por la sarta larga. En Julio de ese mismo año se presenta la irrupción de agua en caballos inferior y en Julio de 1991 deja de fluir naturalmente, quedando en producción Caballos Superior hasta Septiembre de 1991, fecha en la cual muere, el pozo es reactivado en Febrero de 1992, quedando en producción Caballos Inferior B con Bombeo mecánico. Actualmente el pozo produce en Bombeo Electrosumergible, el pozo ha producido un total es de 3.5 Millones de barriles de petróleo, 11.5 Millones de barriles de agua y 653415 Millones de pies cúbicos de gas.

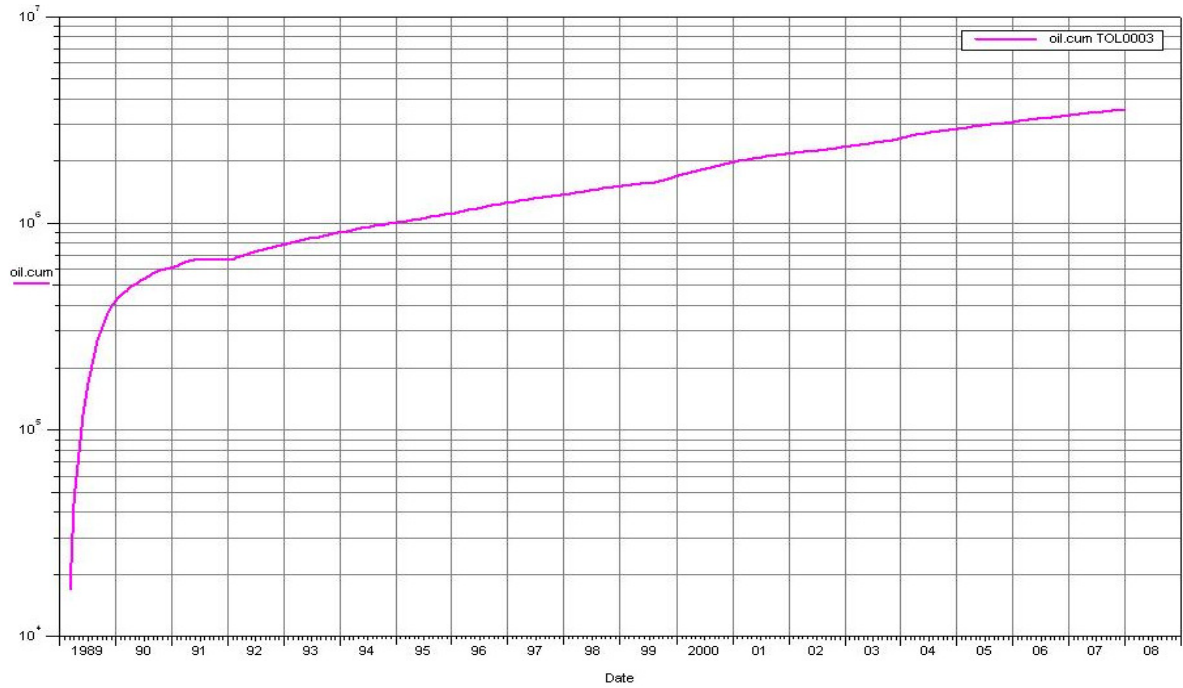
A nivel general y de acuerdo con la grafica 5, se puede inferir que en el pozo Toldado 3, las estrategias de incremento de producción han resultado favorables. El pozo ha respondido bien a las estimulaciones como a los trabajos de reacondicionamiento.

Como resultado del cambio de bombeo mecánico a Electrosumergible en septiembre de 1999 y eventos subsecuentes de mantenimiento y estimulaciones, se obtuvo una adición de 1.9 millones de barriles de aceite recuperados (grafica 6), de los cuales al menos 444 mil resultaron de las estimulaciones ácidas y el trabajo de inhibición de incrustaciones con el producto TrosCaps (ver grafica 6).

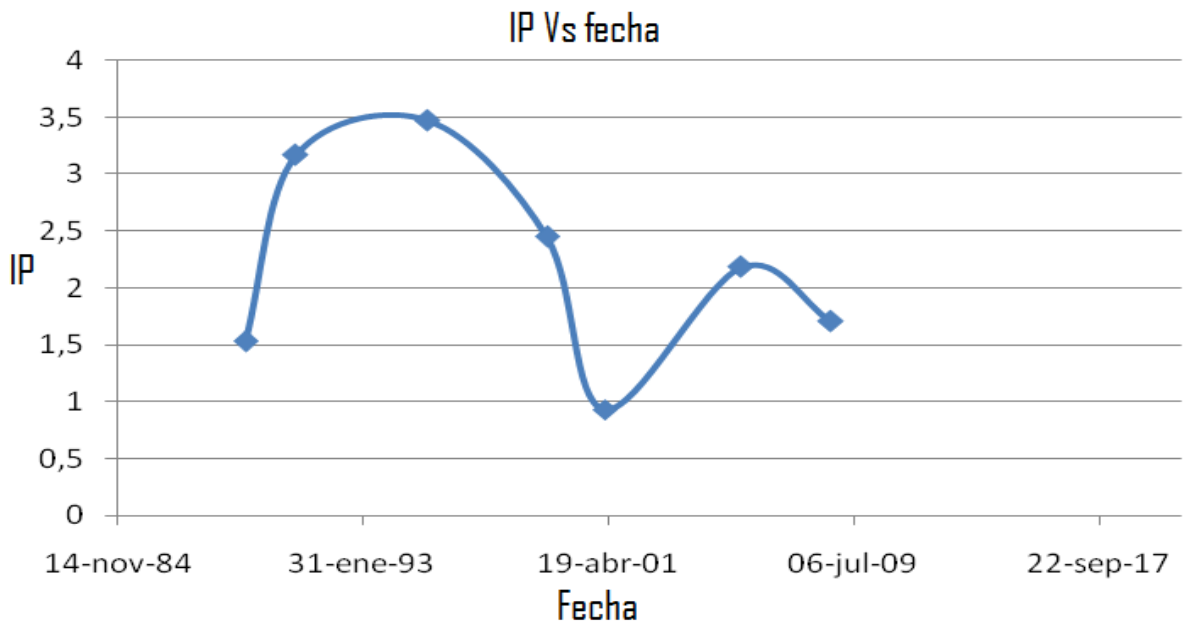


Grafica 6 .comportamiento de producción de aceite e historia de eventos para Toldado 3

En resumen, se puede decir que el pozo Toldado 3 tiene un buen potencial productor y buena respuesta a los múltiples trabajos que se le han hecho. Esta conclusión se evidencia en la curva de producción acumulada (grafica 7) y la curva de índice de productividad de aceite (ver grafica 8) que muestra un repunte después de las estimulaciones.



Grafica 7 .producción acumulada de aceite para el pozo Toldado 3

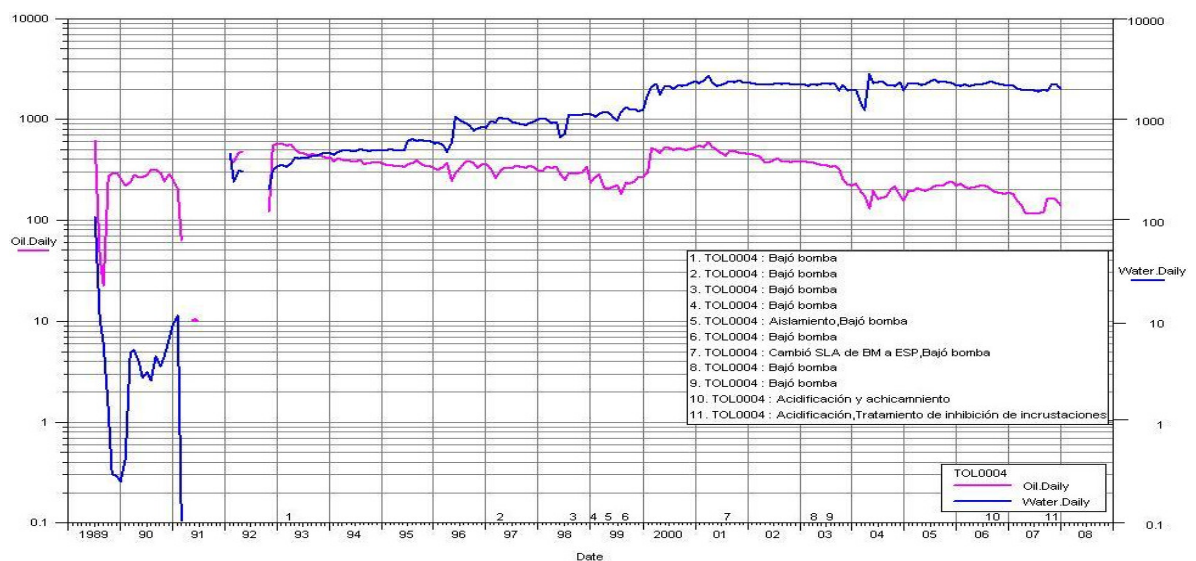


Grafica 8. Índice de productividad total de líquido para el pozo Toldado 3

2.1.1.3 Pozo Toldado 4

Es el pozo más bajo de la estructura. En 1989 inició producción en flujo natural en las formaciones Caballos Superior, medio e Inferior B, siendo el único pozo completado a nivel de Caballos Medio. En Octubre de 1989 se aisló Caballos Medio e Inferior B, por irrupción de agua (120 días de producción aproximadamente). En Marzo de 1991 dejó de fluir naturalmente. Actualmente produce en Bombeo Electrosumergible, su producción total es de 1.73 Millones de barriles de petróleo, 5.62 Millones de barriles de agua y 315.5 Millones de pies cúbicos de gas.

En agosto de 1999 se hizo un cambio de bomba lo cual resultó favorable pues se tuvo un incremento en la producción de 119 mil barriles (hasta Abril. 2002), sin causar un incremento repentino del corte de agua y sin acentuar la declinación del caudal de aceite. Alrededor de Agosto de 2003, después de un mantenimiento hubo una caída del caudal, dejando un diferencial de producción de 58 mil barriles de aceite (ver grafica 9).

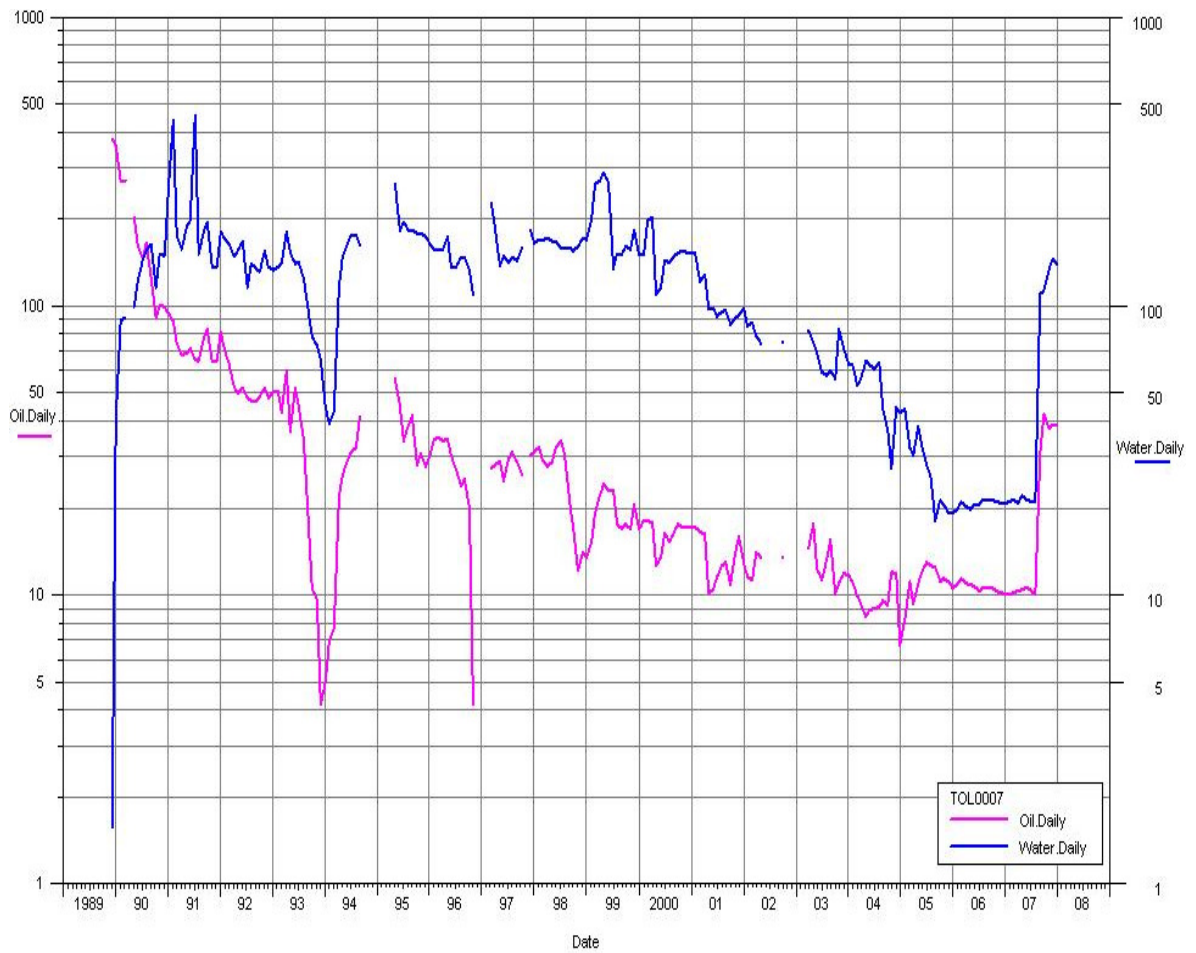


Grafica 9 .Comportamiento de producción de agua y aceite para el pozo Toldado 4

En agosto del 2006 se realizó una estimulación que no arrojó buenos resultados, presentándose una caída de 100 barriles en la producción, posteriormente, en octubre del 2007 gracias a un tratamiento de acidificación y de inhibición de incrustaciones se pudo recuperar lo que se había dejado de producir en el anterior tratamiento.

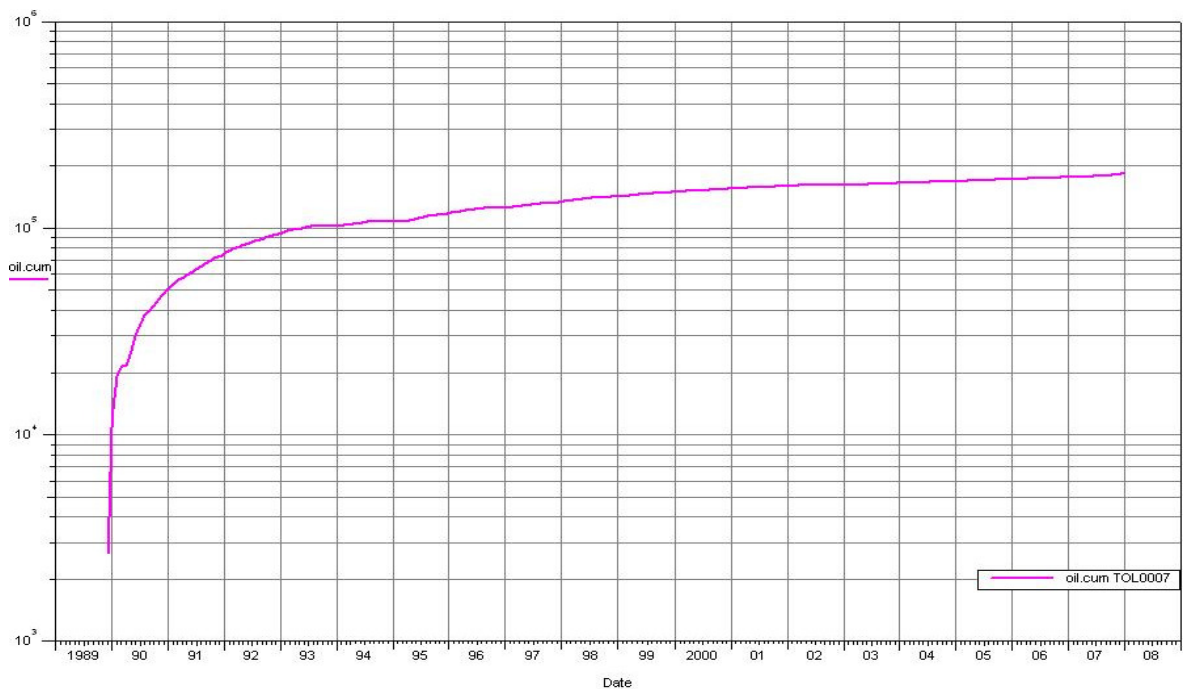
2.1.1.4 Pozo Toldado 7

Dicho pozo fué perforado en 1989. Durante las pruebas el Toldado 7 produjo agua a nivel de Caballos Superior e Inferior B, por lo cual estas formaciones fueron aisladas quedando el pozo completado a nivel de Caballos inferior A. De acuerdo con el mapa estructural y la posición de los pozos cercanos que no están produciendo agua de UKB, éste pozo debe estar fuera de la estructura principal, por lo que drenaría un área muy pequeña del bloque oeste creado por la falla occidental del campo. Actualmente es un pozo con bajo potencial de producción (20 STB/D), produce en Bombeo Mecánico en la Formación Caballos Inferior A, la producción acumulada total es de 185.3 Miles de barriles de petróleo, 674 Miles de barriles de agua y 89.2 Millones de pies cúbicos de gas.



Grafica 10. Comportamiento de producción de agua y aceite para Toldado 7

Observando la curva de caudal de aceite (grafica 10) se hace necesario notar que para el 2007 se logró un incremento significativo en el caudal, producto de operaciones tales como cambios en la bomba y la profundización de la misma.



Grafica 11.produccion acumulada de aceite para el pozo Toldado 7

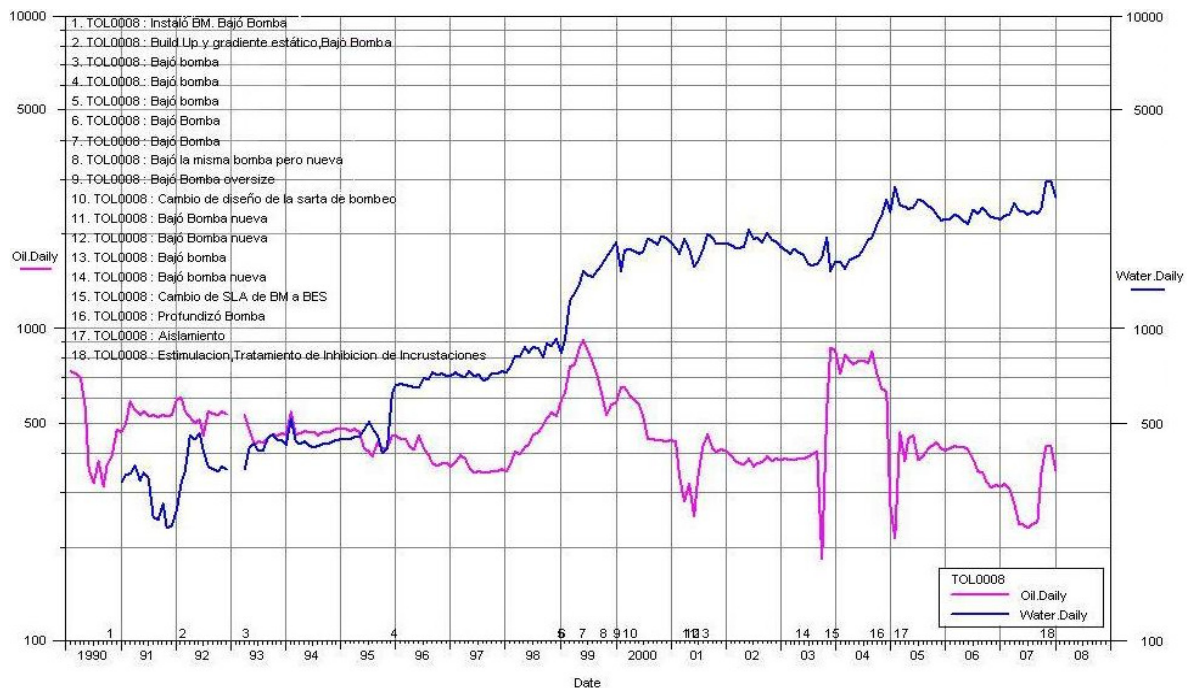
Para el análisis de La curva de producción acumulada (grafica 11), se presentan cambios favorables en su tendencia, esta tendencia hace parecer que los eventos de Workover fueron efectivos. Sin embargo, tales efectos se deben a que el pozo estaba cerrado por largo tiempo antes de los eventos. El Pozo Toldado 7, no es un pozo candidato a estimulación por su bajo potencial, lo que indica que muy probablemente la inversión no se recuperaría. La mejor opción para recuperar éste pozo sería hacer una desviación para ubicarlo mejor en un área ya probada como productora, pero la posición más favorable para el desvío ya fue contactada por el Toldado 11.

2.1.1.5 Pozo Toldado 8

Este pozo fué perforado en 1989 y completado en 1990. Se encuentra localizado en la parte occidental del campo, en el bloque oeste creado por la falla existente

en ese flanco del campo. Es uno de los pozos con más producción acumulada del campo, a pesar que se encuentra completado en su mayoría en roca de muy pobre calidad y drenando sólo Caballos Superior, ya que Caballos Inferior B se considera acuífero. Actualmente el pozo produce en Bombeo Electrosumergible, la producción acumulada total es de 2.78 Millones de barriles de petróleo, 7.43 Millones de barriles de agua y 572.4 Millones de pies cúbicos de gas.

Inicialmente en abril de 1998 se incrementó el caudal de aceite de manera que se recuperaron 558 mil barriles de aceite adicionales (desde Abr. 1998 hasta Ene. 2001).



Grafica 12. Comportamiento de producción de agua y aceite para Toldado 8

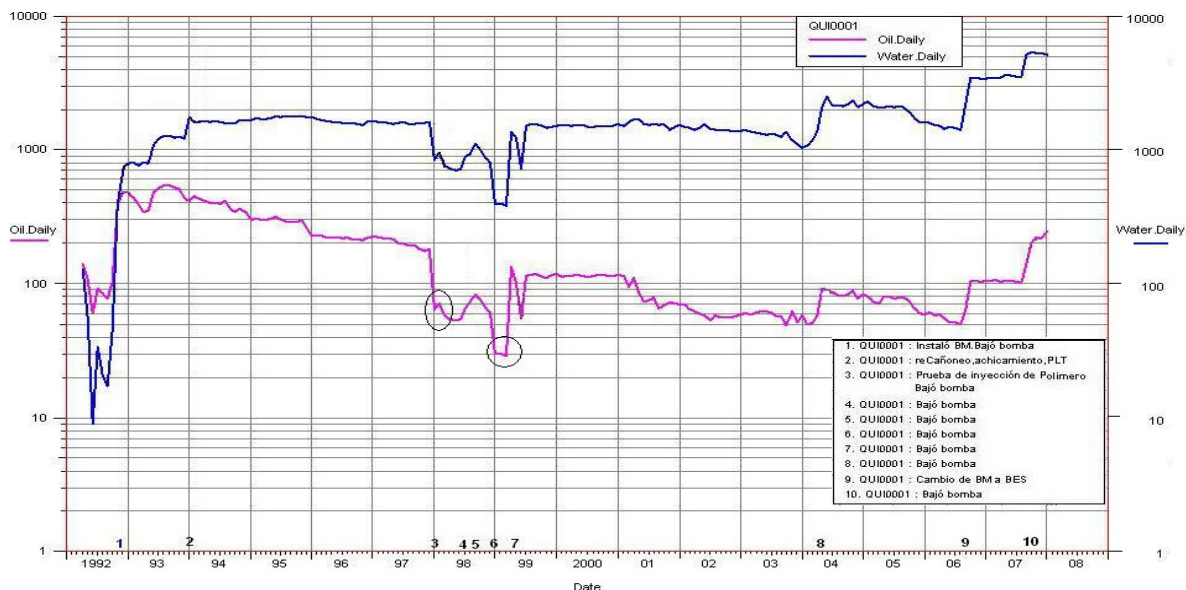
Después de dos trabajos de píldora orgánica y rompedores de emulsión de abril y junio de 2001 (grafica 12), la producción recuperó una tendencia estable y se recuperaron 287 mil barriles de aceite (hasta Ago.2003).

Con el cambio de bombeo mecánico a electrosumergible, el pozo pasó de 381 STB/D a 790 STB/D. Este promedio se mantuvo desde diciembre de 2003 hasta agosto de 2004, cuando después de un evento de mantenimiento cayó la producción a 430 STB/D en promedio.

2.1.2 Campo Quimbaya

2.1.2.1 Pozo Quimbaya 1.

En Quimbaya 1 se tienen dos eventos significativos. El primero es una inyección de un polímero (diciembre de 1997) cuyo objetivo era el control del agua, pero que logró reducir el caudal de aceite de manera que se dejaron de extraer 42 mil barriles de aceite en un período aproximado de 15 meses (ver grafica 13).

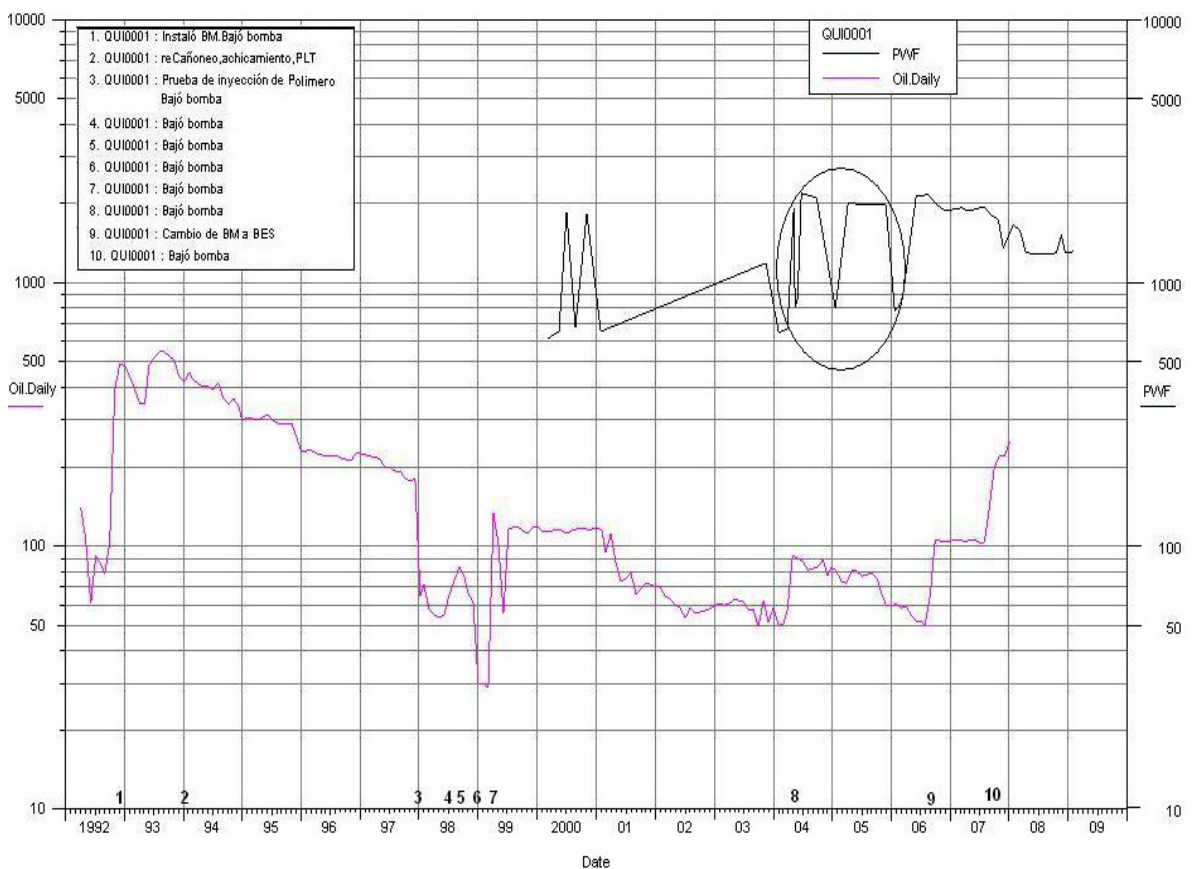


Grafica 13. Comportamiento de producción de agua y aceite para Quimbaya 1

El segundo evento significativo es el mantenimiento de abril de 2004, con el que se logró un aumento de 30 mil barriles de aceite (desde Abr.2004 hasta

Ago.2006). El mantenimiento consistió en un cambio y levantamiento de bomba (rediseño).

Analizando la curva de pwf (grafica 14) se infiere que el pozo respondió bien al cambio en el sistema de levantamiento artificial, donde se observa que el nivel de fluido descendió, la bomba se profundizó, la PWF disminuyó, y lo más importante fué la recuperación de 150 barriles de crudo por día.



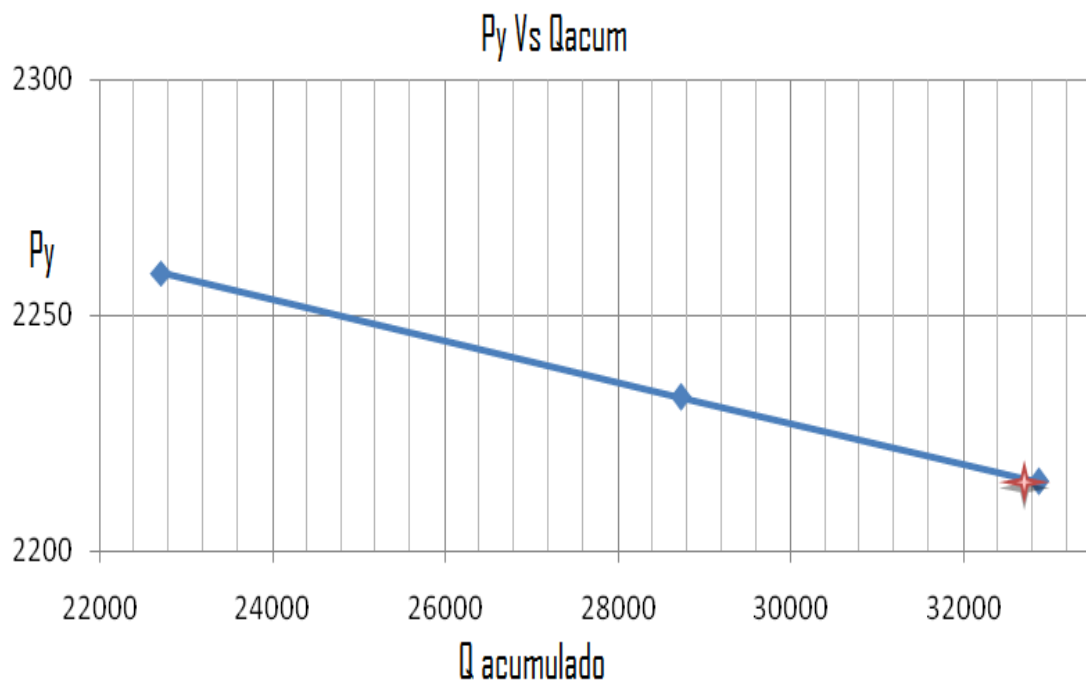
Grafica 14. Comportamiento de producción de aceite y pwf para Quimbaya 1

De la tabla de presión de yacimiento (tabla 5), se puede inferir que el nivel de fluido no descendió con el rediseño (asociado al incremento en la Pwf) lo cual puso en evidencia el potencial del pozo que fue aprovechado cambiando de

sistema de levantamiento artificial, de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible.

FECHA	PRESION est.	q cum	qo	pwf	Nivel líq	sumerg	Ip
20000301	2259	22717	114	612,50	869,82	2855	0,0694
20061201	2233	28725	99,93	1873,80	1170,83	3743	0,27845
20090208	2214,608	32871,24	198,9	1310,2	2186,67	2742	0,2199

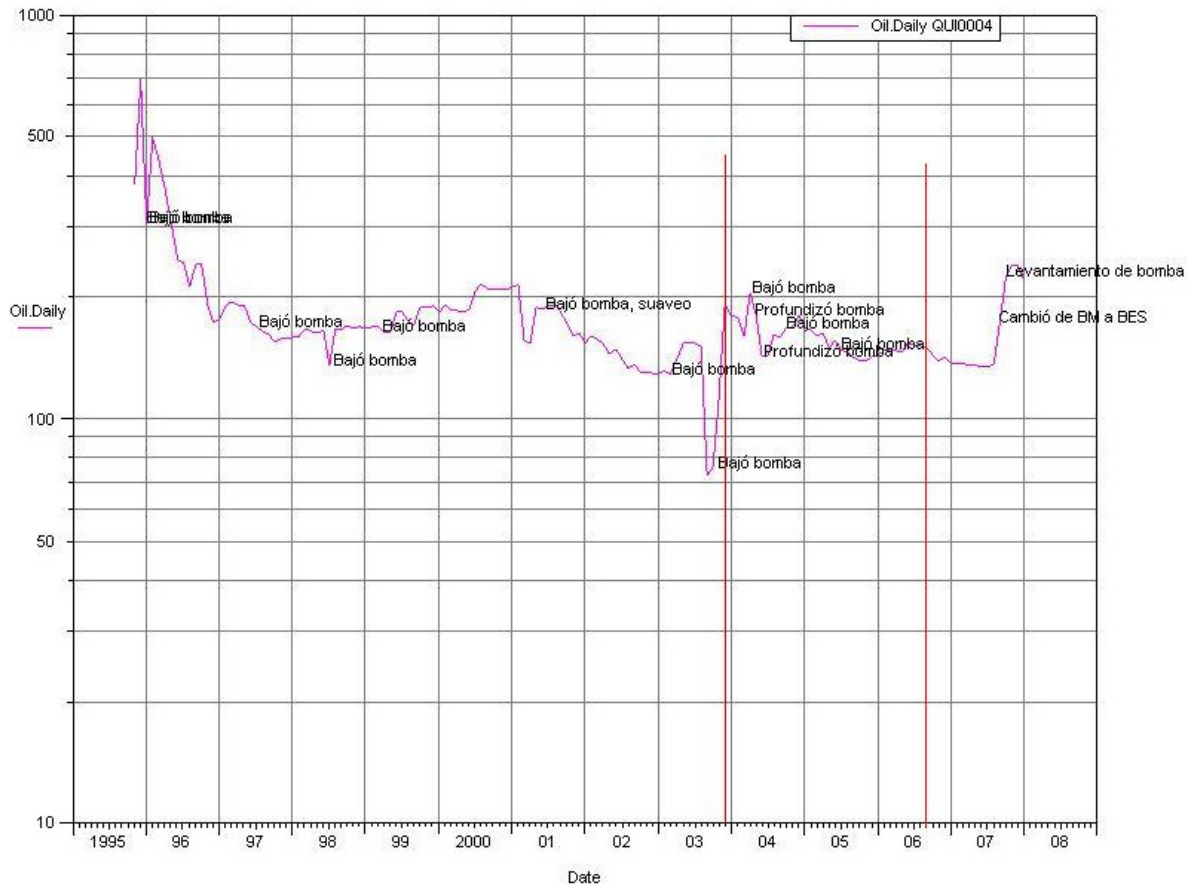
Tabla 5. Análisis IP para el pozo Quimbaya 1



Grafica 15. Presión de yacimiento VS. Caudal acumulado para Quimbaya 1

2.1.2.2 Pozo Quimbaya 4.

El evento más significativo en Quimbaya 4 es el cambio de bomba de noviembre de 2003 (grafica 16), que significó un aumento de 82 mil barriles de aceite recuperado (desde Nov. 2003 hasta Ago. 2006).

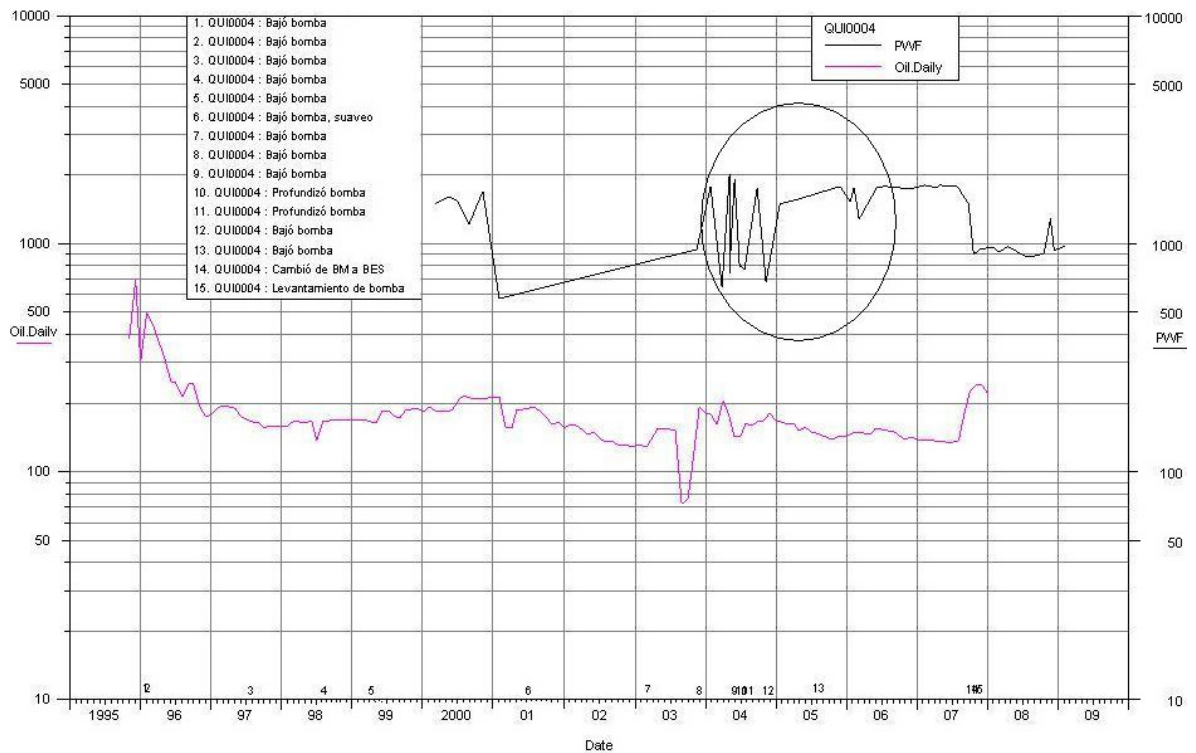


Grafica 16. Producción de aceite e historia de eventos para el pozo Quimbaya 4

Al igual que en el caso de Quimbaya 1, no se presentó un cambio desfavorable en la presión de fondo cuando se rediseñó (grafica 16). De la tabla de presión de yacimiento se puede inferir que el nivel de fluido no descendió con el rediseño (asociado al incremento en la P_{wf}) lo cual puso en evidencia el potencial del pozo

que fue aprovechado cambiando de sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible.

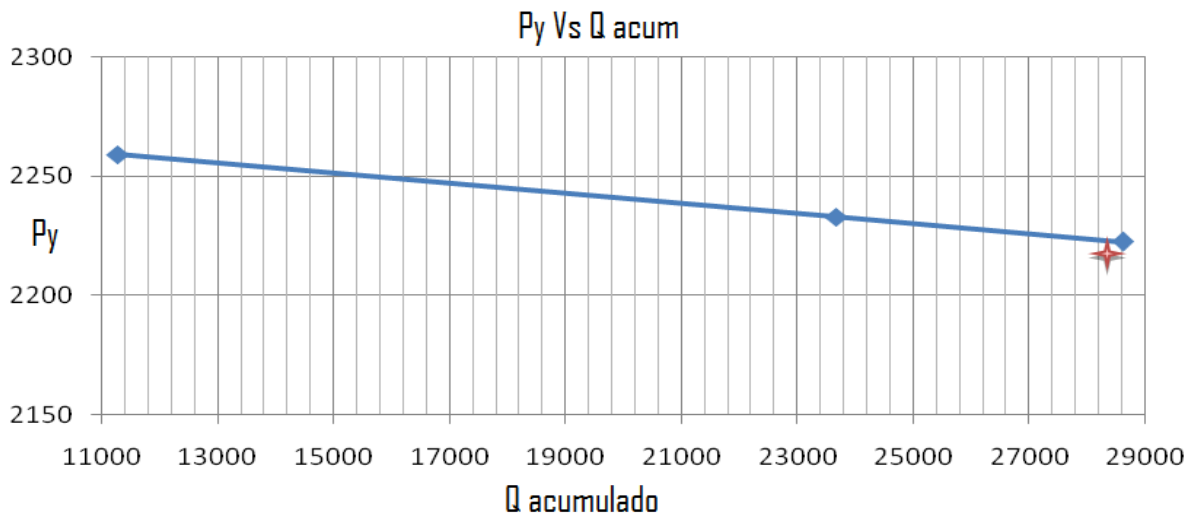
Analizando la curva de pwf (grafica 17) se infiere que el pozo respondió bien al cambio en el sistema de levantamiento artificial, donde se observa que el nivel de fluido descendió (tabla 6), la bomba se profundizó, la PWF disminuyó, y lo más importante fue la recuperación de 365 barriles de crudo por día (2009).



Grafica 17. Comportamiento de producción de aceite y pwf para Quimbaya 4

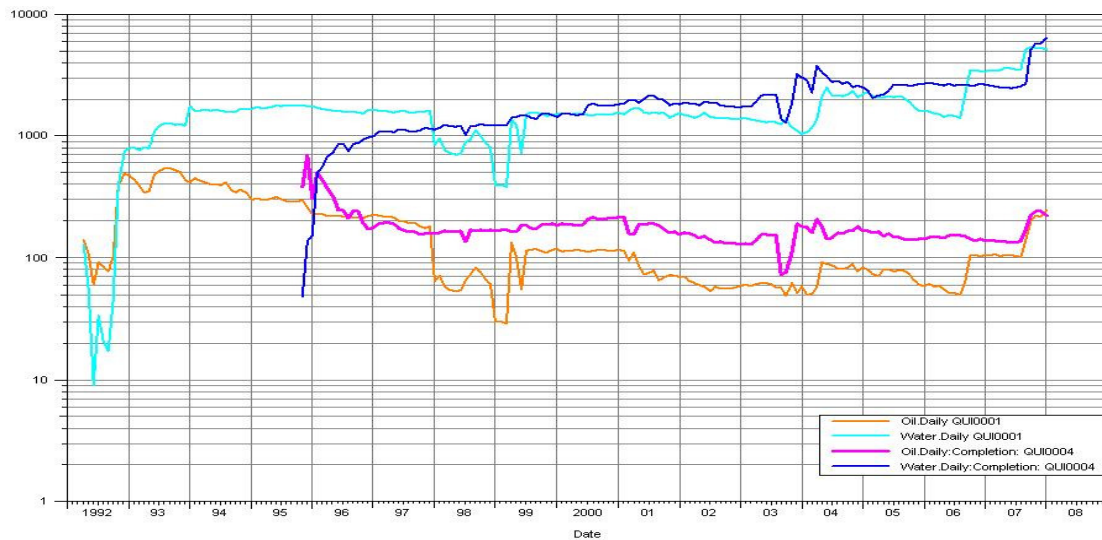
FECHA	PRESION est.	q cum	qo	pwf	Nivel líq	sumerg	Ip
20000301	2259	11297	186	1495	803,85	3685	0,2440
20060801	2233	23667	152	1790	1140,16	1792	0,3426
20090208	2222,62	28603,8	198,9	991,80	2761,52	2182	0,1616

Tabla 6. análisis IP para el pozo quimbaya 4



Grafica 18. Presión de yacimiento VS. Caudal acumulado para Quimbaya 4

Comparando Quimbaya 1 y Quimbaya 4 (grafica 19) se nota que Quimbaya 4 tendría la misma producción que Quimbaya 1 si no se hubiese efectuado el cambio de bomba en noviembre de 2003. De acuerdo con la grafica 19, la producción de agua de Quimbaya 1 y Quimbaya 4 es similar.

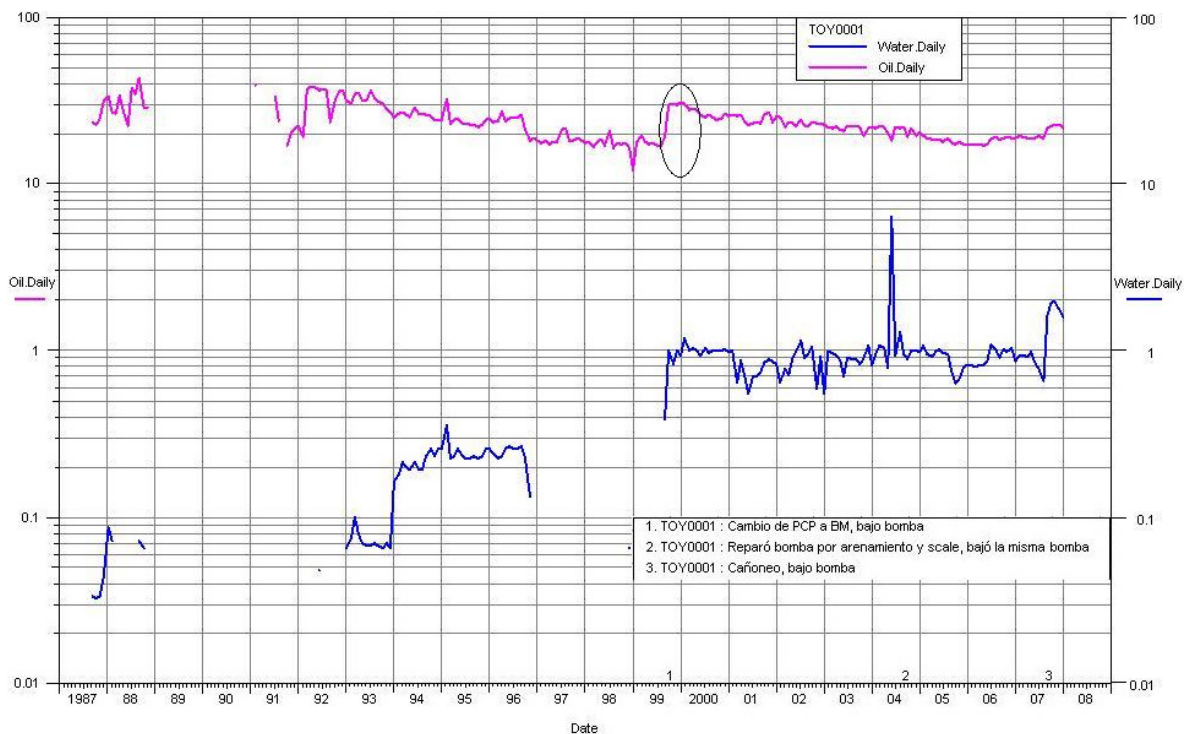


Grafica 19. Comparación del comportamiento de producción de agua y aceite para Quimbaya 1 y Quimbaya 4

2.1.3 Campo Toy

2.1.3.1 Pozo Toy 1

El evento más relevante para el análisis es el cambio de bombeo de cavidades progresivas a bombeo mecánico (ver grafica 20) que se presentó en septiembre de 1999, con lo cual se incrementó la producción en 10 mil barriles de aceite.

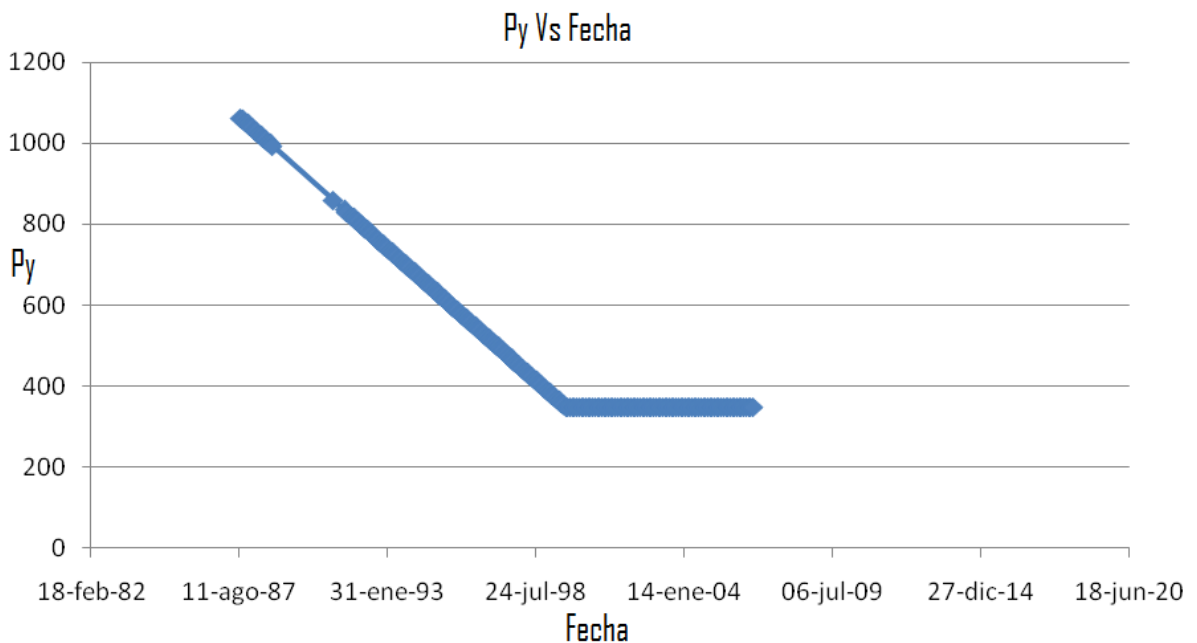


Grafica 20. Comportamiento de producción de agua y aceite para Toy 1

El comportamiento de producción de Toy 1 es particular en el sentido que el corte de agua no se ha incrementado a pesar del aumento del caudal (por cambio en el sistema de levantamiento artificial). Se podría pensar, dado el bajo caudal, que el pozo es candidato a fracturamiento, pero es posible que la inversión no se

recupere debido al bajo potencial. Adicionalmente, los reportes de presión promedio indican poca energía de yacimiento (ver grafica 21).

De acuerdo a las recomendaciones dadas al analizar los registros, al cañonear los intervalos recomendados tendríamos un aumento en pwf, lo cual puede significar un aumento, aunque poco en el potencial del pozo, para lo cual también podría profundizarse un poco la bomba (938 pies)

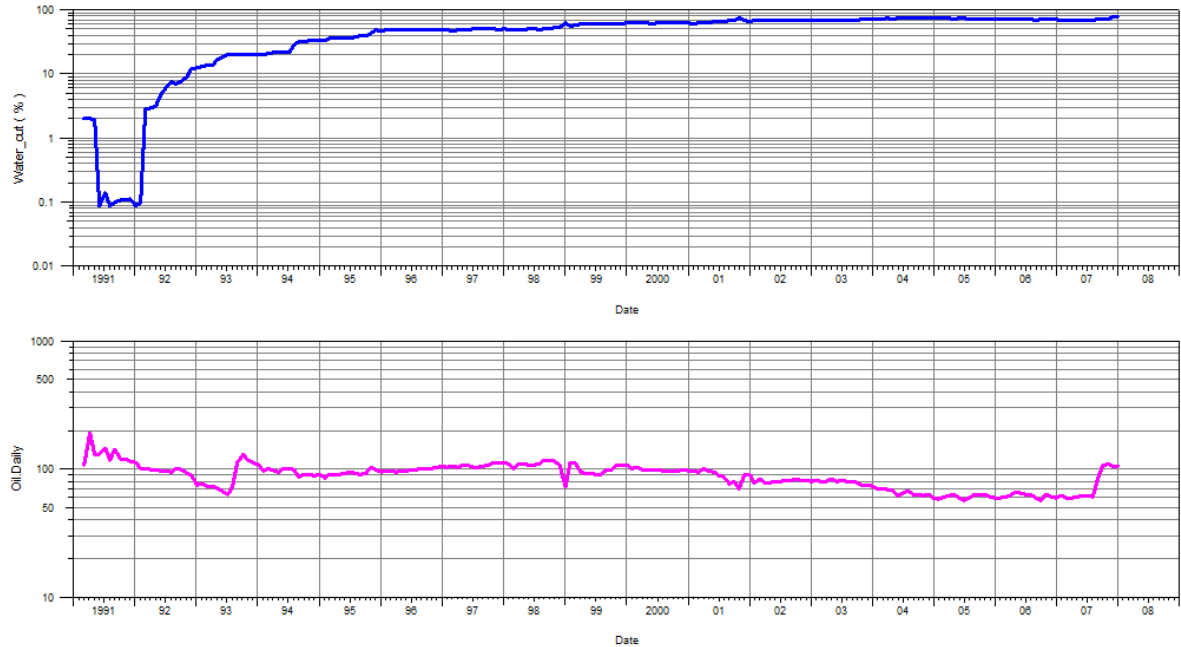


Grafica 21. Declinación de la presión de yacimiento con respecto al tiempo para Toy 1

2.1.3.2 Pozo Toy 2.

En el pozo Toy 2 no se nota algún evento relevante que cambie abruptamente la producción de aceite.

En la grafica 22, se observa cómo ha incrementado el corte de agua (89 % al 2007) con respecto a la producción de aceite, el cual se ha mantenido constante.



Grafica 22. Corte de agua y producción de aceite para el pozo Toy 2

El pozo Toy 2 produce más aceite que Toy 1; una posible explicación para éste fenómeno es el área de drenaje, que es mayor en Toy 2 que en Toy 1, el cual parece más confinado, por una falla y el contacto agua-aceite (ver figura 7 y tabla 7).

Pozo	Área de drenaje 2D		Radio de drenaje
	m ²	acres	ft
Toy 1	24303	6	288,6
Toy 2 (sector 1)	81336	20,1	527,9
Toy 2 (sector 2)	35128	8,7	346,9

Tabla 7. Resumen del espaciamiento por pozos en Toy

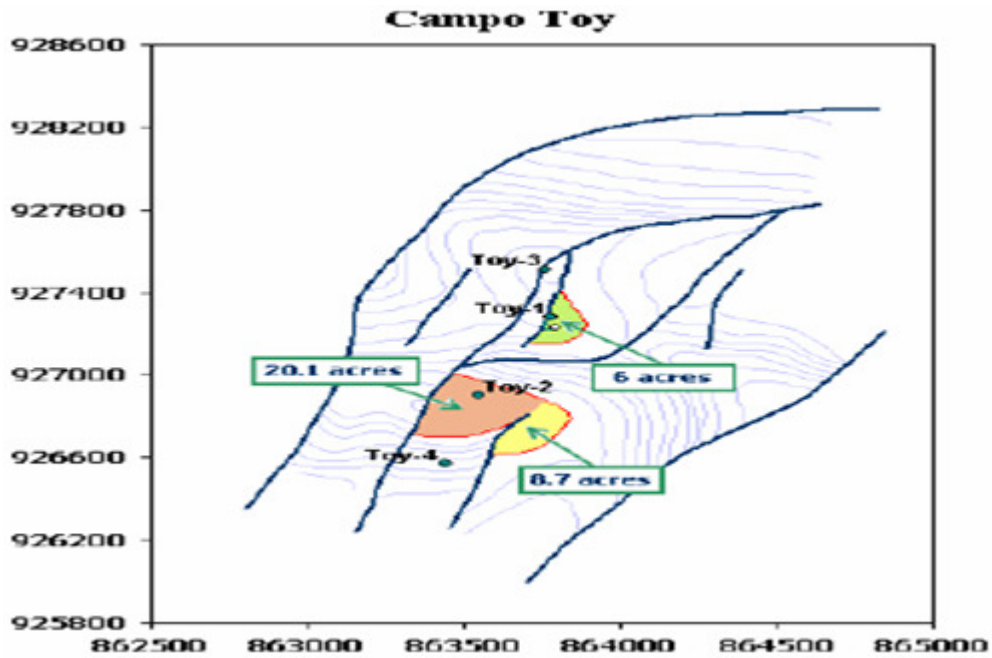


Figura 7. Espaciamiento por pozos en Toy

2.2 ANALISIS LITOLÓGICO Y CORRELACIONES REALIZADAS EN OFM

Para todos los pozos de Toldado, Toy y Quimbaya, se hizo una revisión detallada de los cambios en el estado mecánico. Sin embargo, se presenta éste apartado, dada la necesidad de ilustrar un resumen del estado de los pozos y las unidades productoras de los campos.

El cañoneo parcial puede considerarse como un factor de daño de tipo mecánico. Ampliar al máximo el espesor cañoneado (toda vez que no se abran zonas de gas

o de agua), permite reducir la disipación de energía que ocurre en los alrededores del pozo.

Los registros analizados son de tipo resistivo y litológico, con los cuales se puede observar de una manera más clara la deflexión de las curvas siendo indicativos de posibles zonas almacenadoras de hidrocarburos, lo cual se corroboró con los intervalos ya cañoneados, encontrando que las mayores deflexiones corresponden a intervalos ya cañoneados, sin embargo muestra otras deflexiones que deberían tenerse en cuenta.

De acuerdo con los registros, se construyeron tablas para cada pozo con los intervalos que pueden ser cañoneados.

2.2.1 Campo Toldado

➤ UNIDADES PRODUCTORAS ANTES DE REALIZAR EL CAÑONEO PARA EL CAMPO TOLDADO

En la tabla 8 se presentan las unidades productoras y el estado de las mismas (cerradas o abiertas) en el campo Toldado.

POZO	TOLD 1		TOLD 3		TOLD 4		TOLD 7		TOLD 8	
	abierto (ft)	cerrado (ft)	abierto (ft)	cerrado (ft)	abierto (ft)	cerrado (ft)	abierto (ft)	cerrado (ft)	abierto (ft)	cerrado (ft)
UKB	71	0	52	0	18	0	40	0	110	0
LKB b	48	13	70	10	54	30	43	0	0	59
LKB a	0	0	0	61	0	30	10	0	0	0

Tabla 8. Espesores cañoneados unidades productoras para el campo Toldado

2.2.1.1 análisis pozo a pozo de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos para el campo toldado

- **Toldado 1.**

En la figura 8 se puede observar la deflexión de las curvas de registros SP, GR e ILD. En el registro SP se pueden visualizar las diferentes deflexiones que corresponden a rocas con una buena porosidad como las areniscas. El GR mide la cantidad de iones de potasio, torio y uranio, dichos iones no se encuentran en los hidrocarburos, es decir que no se observaría una deflexión para rocas con un potencial alto. Para el registro ILD (resistivo) podemos determinar con más precisión cuales son los intervalos con mayor resistividad (hidrocarburo es altamente resistivo), causantes de un mayor aporte de hidrocarburos.

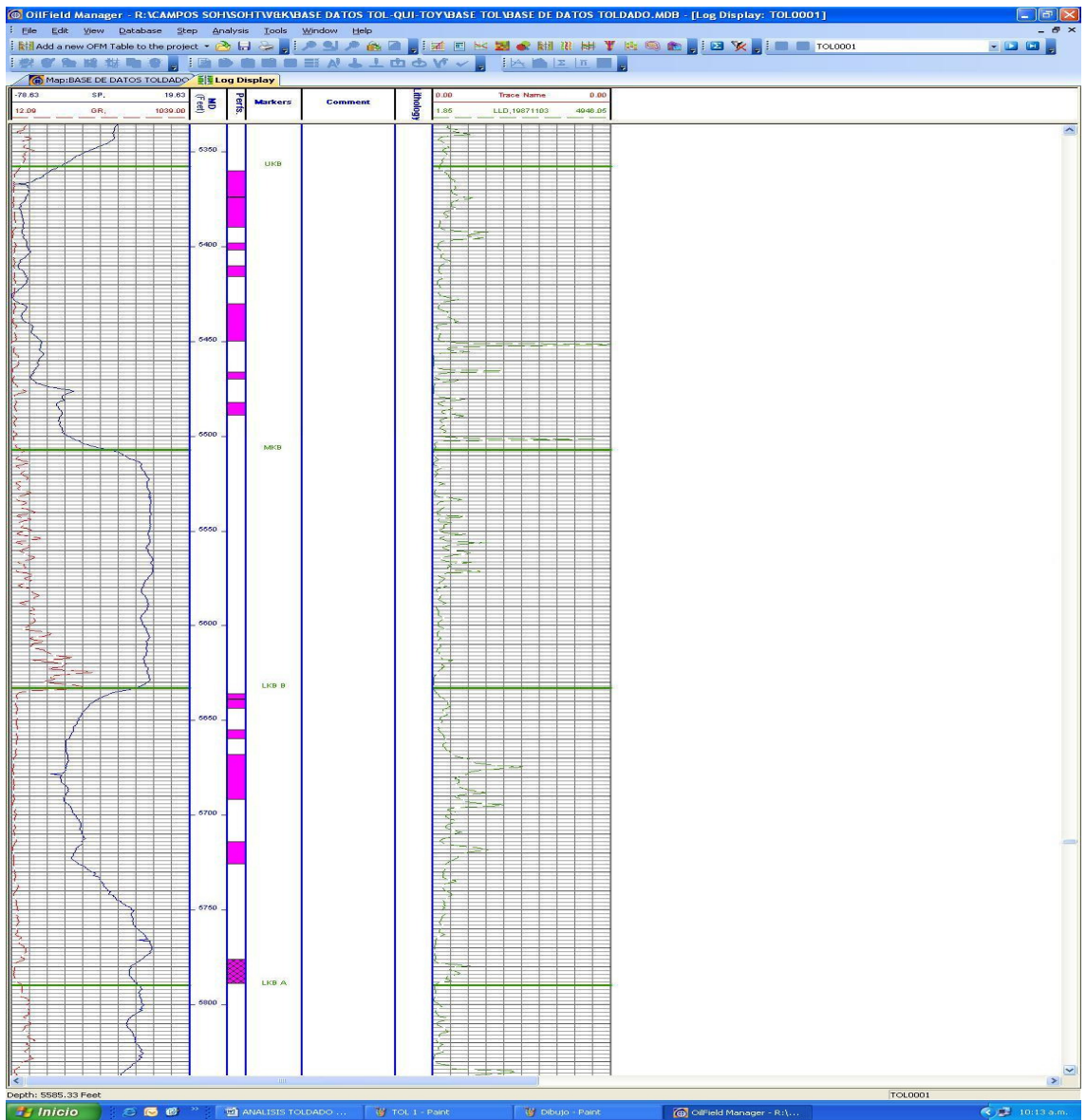


Figura 8. Registros SP, GR, ILD para la capa LKB b para el pozo Toldado 1

Intervalos a cañonar

Analizando la figura 8 se determinaron las posibles zonas a cañonar:

TOLDADO 1		
UNIDAD	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)
UKB	5390	5398
	5404	5406
	5417	5427
	5450	5452
	5472	5478
	5490	5499
LKB b	5635	5655
	5660	5667
	5691	5714

Tabla 9. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 1

- **Toldado 3.**

Observando el perfil 2(figura 9), se ven claramente dos deflexiones con mucha amplitud, que nos dá un indicativo de la presencia de areniscas, también se observa un GR con una tendencia recta (intervalos 5300-5700) y un registro resistivo con algunas deflexiones, dejando en evidencia la necesidad de cañonear v otros intervalos que pudieran resultar altamente productivas.

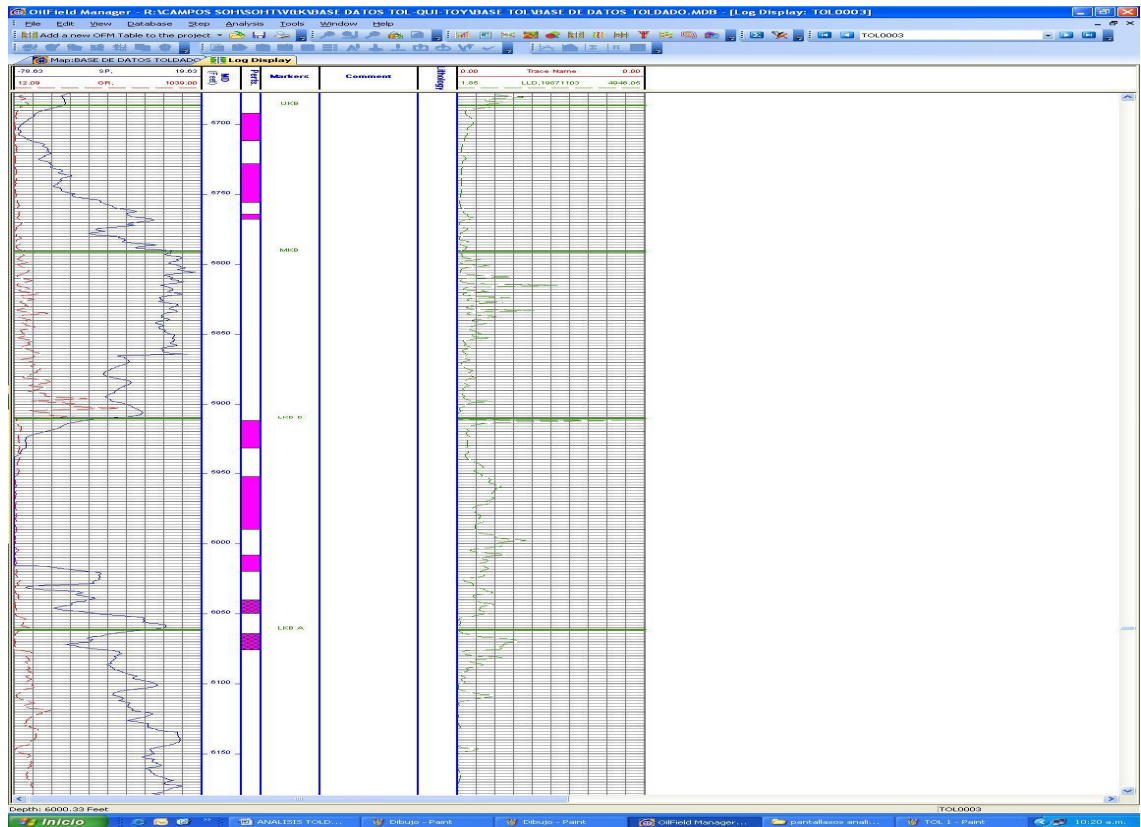


Figura 9. Registros SP, GR, ILD para la capa LKB b para el pozo Toldado 3

Intervalos a cañonear

Analizando el registro (figura 9), se determinaron las posibles zonas a cañonear:

TOLDADO 3		
UNIDAD	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)
UKB	5390	5398
	5404	5406
LKB b	5660	5667
	5691	5714

Tabla 10. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 3

- **Toldado 4.**

Observando el perfil (figura 10), se puede resaltar la tendencia del GR a linealizarse, y los amplios picos para el registro resistivo, siendo este un buen indicativo si se considera que hay muchos intervalos de la unidad UKB que todavía no han sido cañoneados.

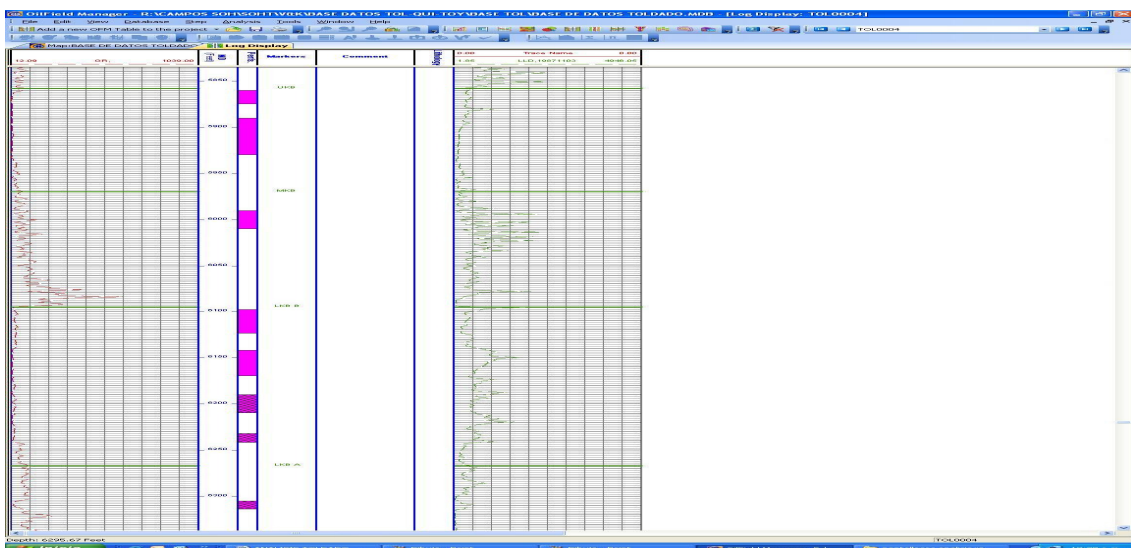


Figura 10. Registros GR, ILD para la capa LKB b para el pozo Toldado 4

Intervalos a cañonear

Analizando el perfil (figura 10) se determinaron las posibles zonas a cañonear:

TOLDADO 4		
UNIDAD	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)
UKB	5950	5960
	5880	5882
	5964	5980
	6060	6075
LKB b	6124	6136

Tabla 11. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 4

- **Toldado 7**

Observando el perfil (figura 11), se puede visualizar la alta resistividad que se presenta hacia ciertas zonas y la linealidad que se obtiene mediante el GR indicando una buena fuente de hidrocarburos para los intervalos de la formación UKB y LKB b

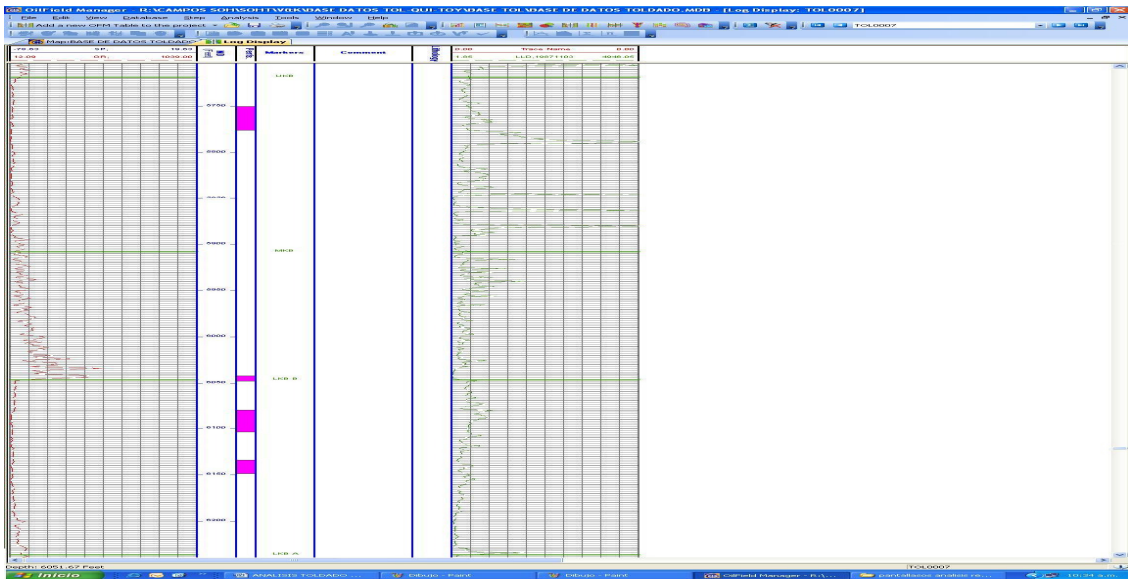


Figura 11. Registros GR, LLD para la capa LKB b para el pozo Toldado 7

Intervalos a cañonear

Analizando el perfil (figura 11) se determinaron las posibles zonas a cañonear:

TOLDAO 7		
UNIDAD	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)
UKB	5786	5790
	5842	5844
	5635	5655
LKB b	6106	6108
	6120	6178

Tabla 12. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 7

- **Toldado 8**

Observando el perfil (figura 12), se puede ver claramente la tendencia del SP que muestra dos deflexiones muy amplias, un GR con tendencia lineal para los mismos intervalos en los que se evidencia las deflexiones del SP y un registro resistivo con deflexiones amplias, en la primera deflexión del SP. Aunque la respuesta del registro resistivo no es muy clara para la segunda deflexión del SP, se consideraría cañonear debido a la buena respuesta presentada por los demás registros.

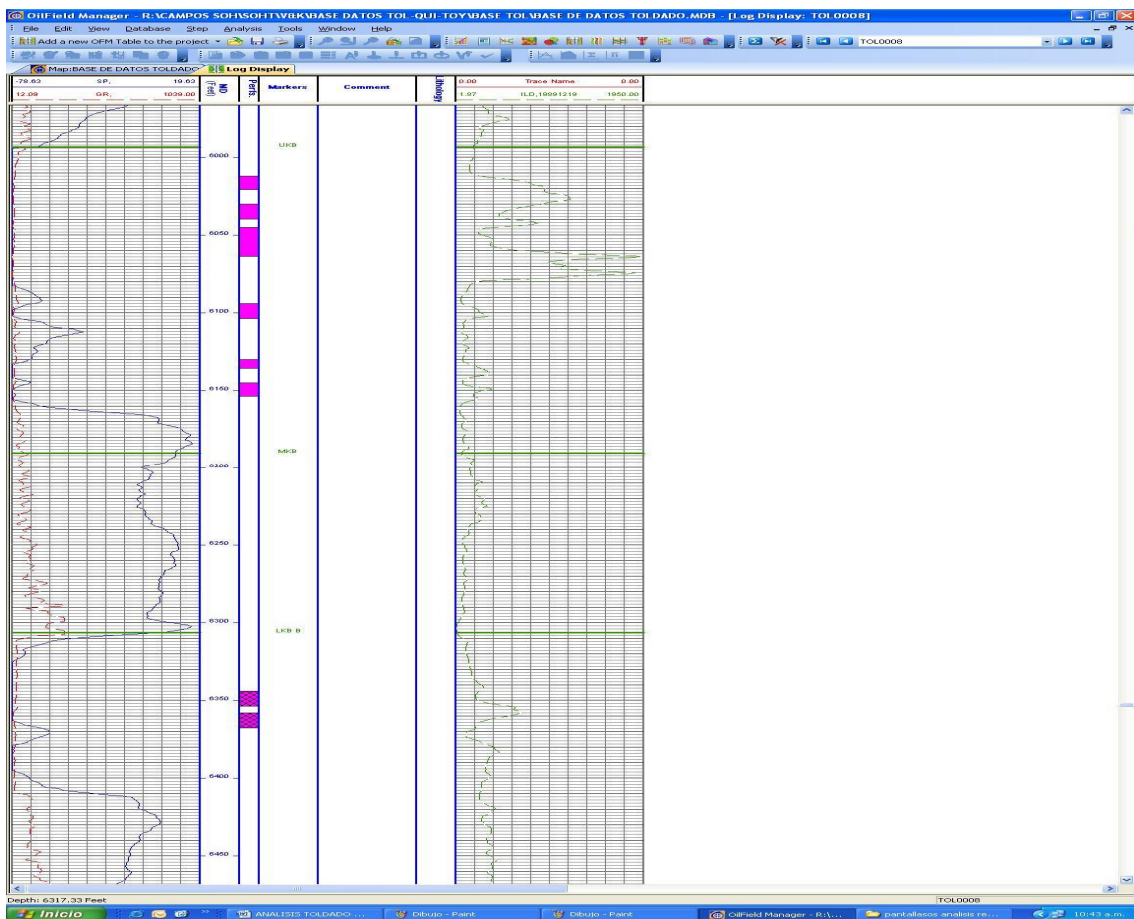


Figura 12. Registros SP, GR, ILD para la capa UKB para el pozo Toldado 8

Intervalos a cañonear

Analizando el perfil (figura 12) se determinaron las posibles zonas a cañonear:

TOLDADO 8		
UNIDAD	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)
UKB	6080	6102
	6062	6066
	6072	6078
	6131	6136
	6140	6155
	6158	6163

Tabla 13. Posibles zonas a cañonear para el pozo Toldado 8

2.2.1.2 unidades productoras después del cañoneo para el campo Toldado

Después de analizar cuales serian las posibles zonas a cañonear, se realiza un estimativo del aumento de los intervalos abiertos para las diferentes formaciones productoras y posible aumento del caudal de aceite.

En la tabla 14 se presentan las unidades productoras y el estado de las mismas (cerradas o abiertas) en el campo Toldado después de realizar el cañoneo.

POZO	TOLD 1		TOLD 3		TOLD 4		TOLD 7		TOLD 8	
	Abierto (ft)	Cerrado (ft)	Abierto (ft)	Cerrado (ft)	Abierto (ft)	Cerrado (ft)	Abierto (ft)	Cerrado (ft)	Abierto (ft)	Cerrado (ft)
UKB	115	0	62	0	56	0	67	0	167	0
LKB b	90	13	100	10	66	30	103	0	0	59
LKB a	0	0	0	61	0	30	10	0	0	0

Tabla 14. Nuevos espesores unidades productoras campo Toldado

➤ CORRELACIONES ENTRE POZOS

Es importante realizar una correlación entre pozos para determinar la continuidad de las capas productoras, para de esta forma garantizar que las zonas a cañonear tienen buena área de aporte a la producción de los respectivos pozos.

Para esto se realizan en OFM correlaciones entre pozos utilizando el MULTI-WELL LOG que es utilizado para correlacionar perfiles (hasta 4 pozos) y el CROSS-SECTION, en donde se pueden analizar las coincidencias entre los registros por medio de marcadores que me ayudan a identificar finalmente si hay ausencia o no de alguna unidad.

- **Multi-well log y cross-section para los pozos Toldado 1, Toldado 4 y Toldado 8**

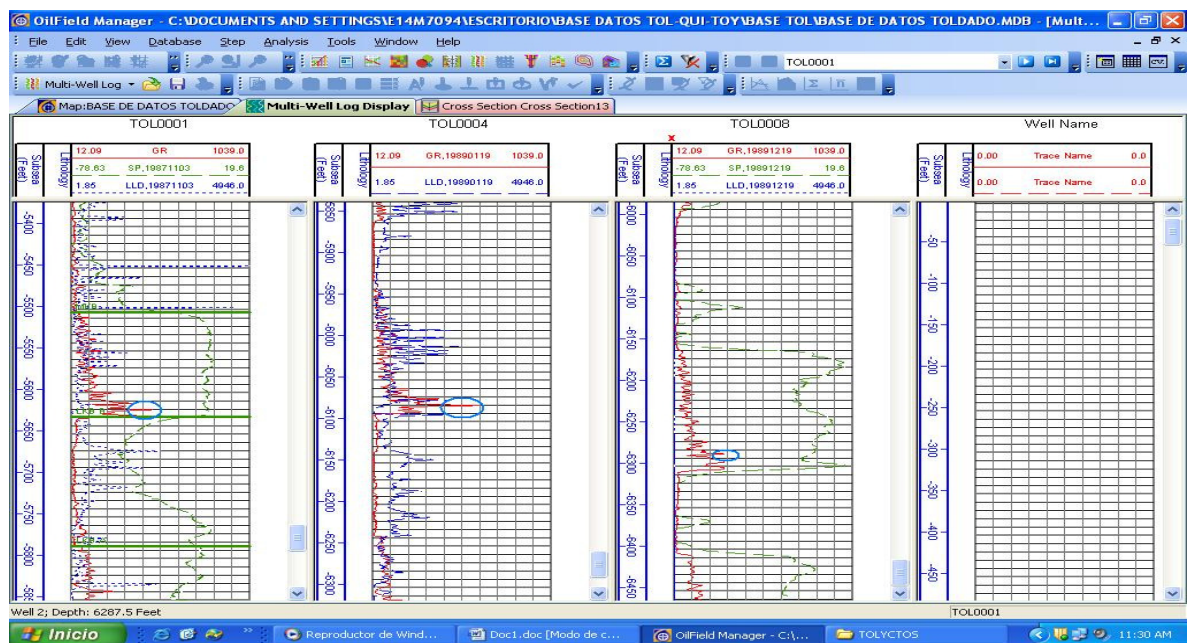


Figura 13. Correlaciones entre pozos Toldado 1, Toldado 4 y Toldado 8 con el multi-well log

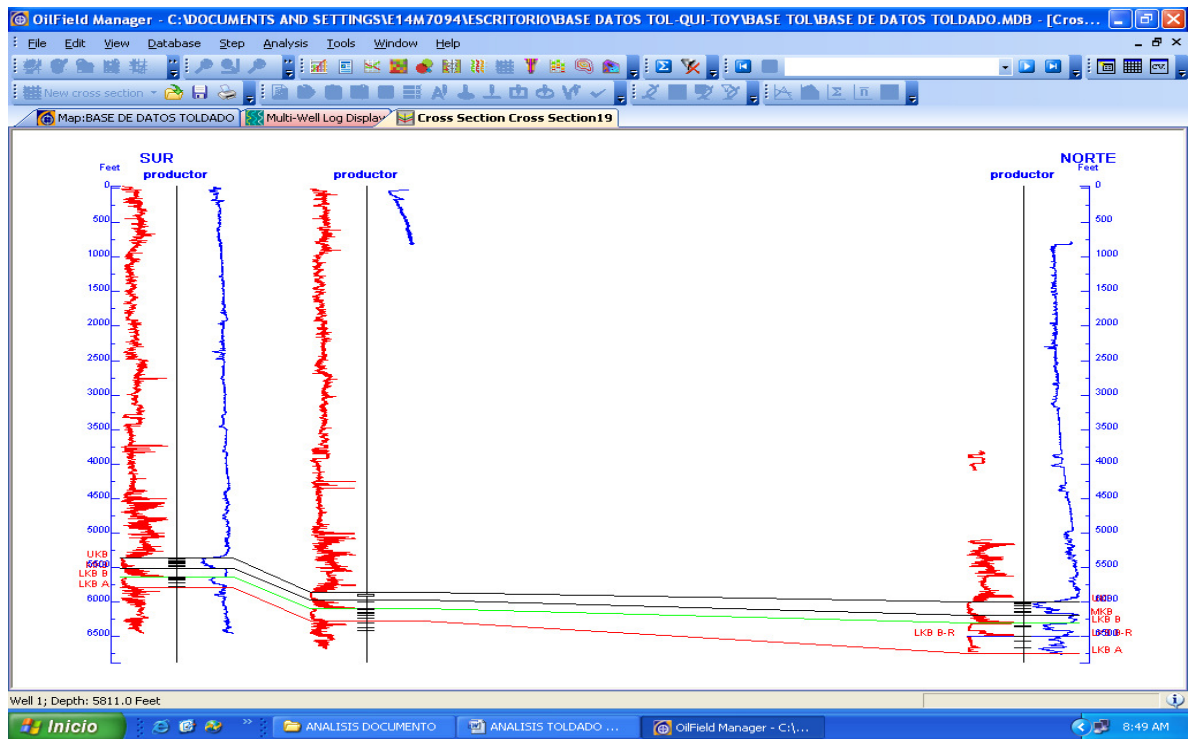


Figura 14. Correlaciones entre pozos Toldado 1, Toldado 4 y Toldado 8 con cross-section

Analizando las coincidencias en las curvas para los pozos Toldado 1, Toldado 4 y Toldado 8 se observa claramente la continuidad de la formación productora UKB. El punto señalado (Toldado 1), se hace evidente en los pozos Toldado 4 y Toldado 8 pero se puede establecer que dicho punto se encuentra mas profundo debido a la presencia de una falla o a la ubicación geográfica de los pozos.

- Multi-well log y cross-section para los pozos Toldado 3, Toldado 4 y Toldado 8

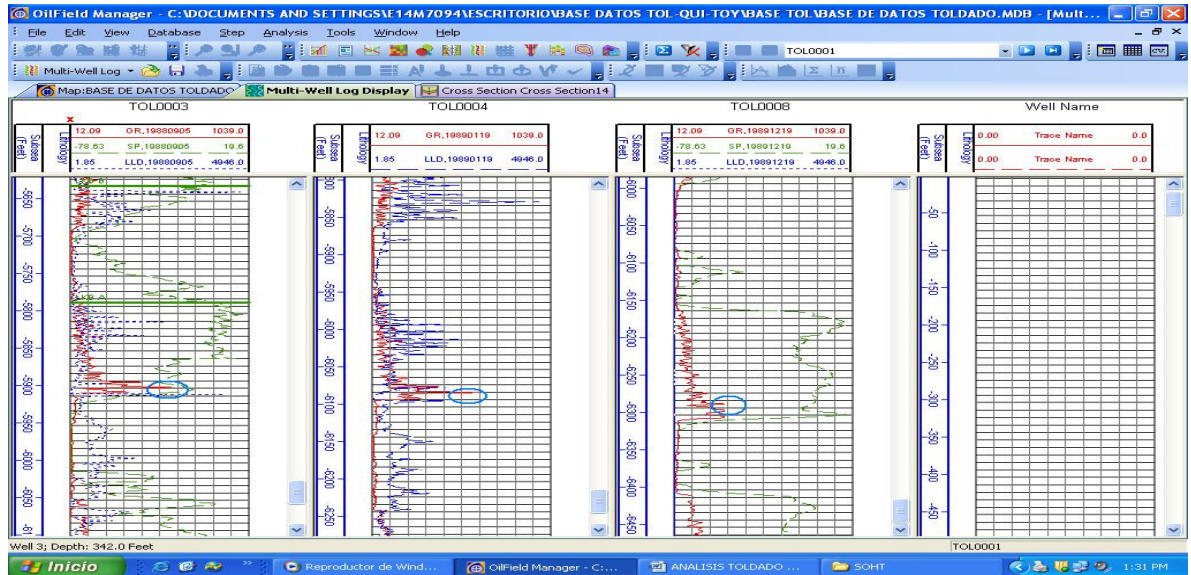


Figura 15. Correlaciones entre pozos Toldado 3, Toldado 4 y Toldado 8 con el multi-well log

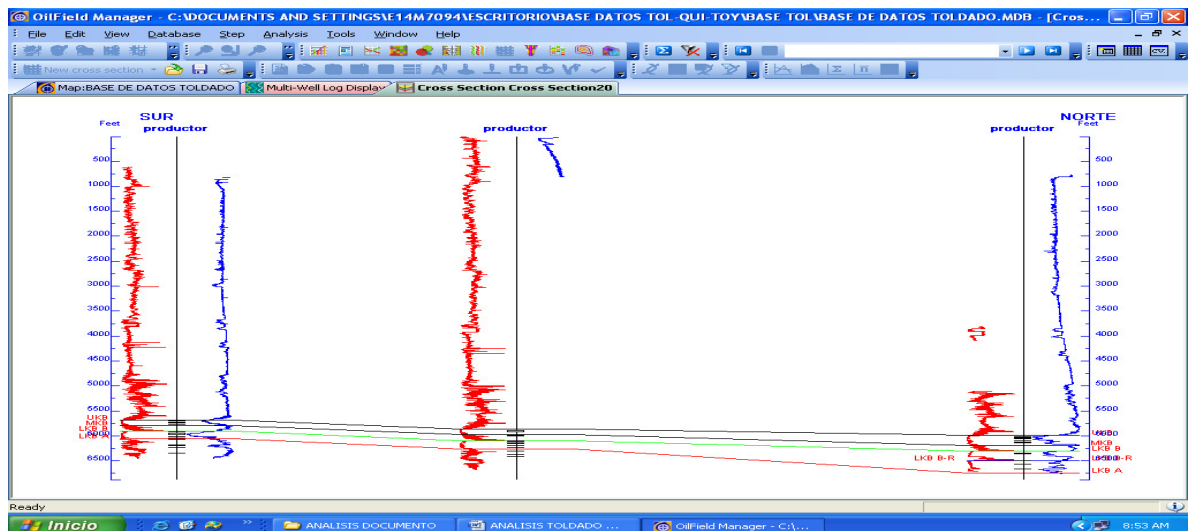


Figura 16. Correlaciones entre pozos Toldado 3, Toldado 4 y Toldado 8 con cross-section

Analizando las coincidencias en las curvas para los pozos Toldado 3, Toldado 4 y Toldado 8 se observa claramente la continuidad de la formación productora UKB. El punto señalado (Toldado 3), se hace evidente en los pozos Toldado 4 y Toldado 8 pero se puede establecer que dicho punto se encuentra más profundo debido a la ubicación de los pozos.

- **Multi-well log y cross-section para los pozos Toldado 4, Toldado 7 y Toldado 8**

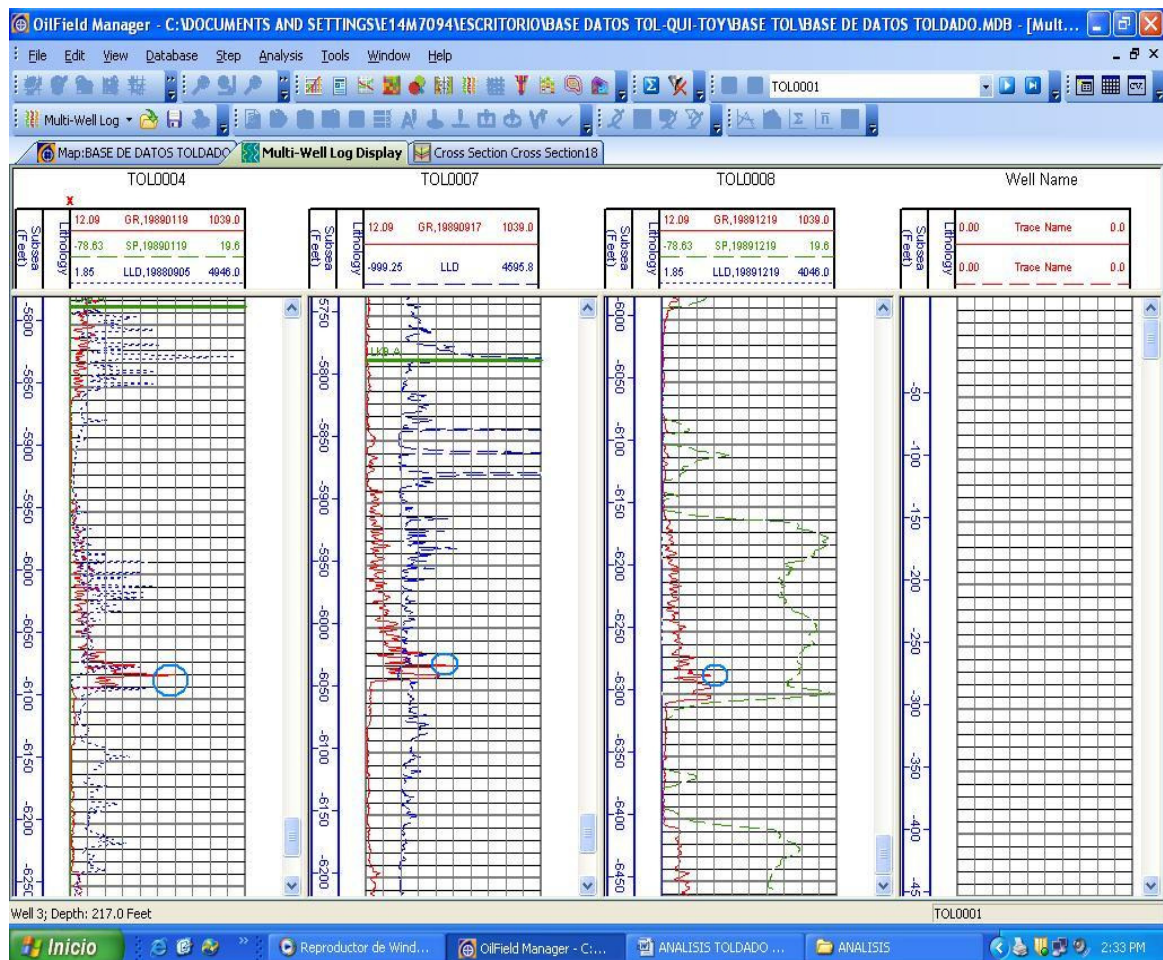


Figura 17. Correlaciones entre pozos Toldado 4, Toldado 7 y Toldado 8 con el multi-well log

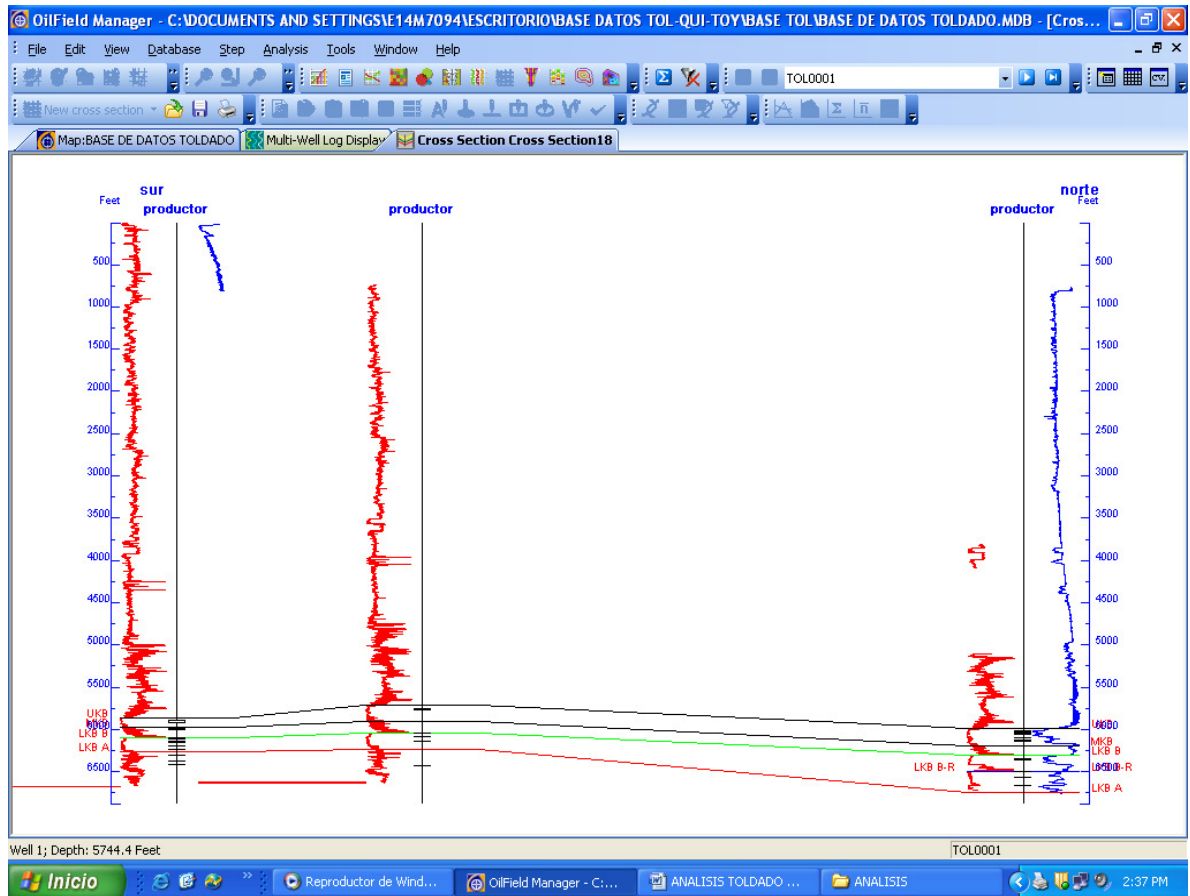


Figura 18. Correlaciones entre pozos Toldado 4, Toldado 7 y Toldado 8 con el cross-section

Analizando las coincidencias en las curvas para los pozos Toldado 4, Toldado 7 y Toldado 8 se observa claramente la continuidad de la formación productora UKB. El punto señalado (Toldado 4), se hace evidente en los pozos Toldado 7 y Toldado 8. Pero dicho punto se evidencia en Toldado 7 más somero que en los otros dos pozos debido a la ubicación geográfica de los pozos o la presencia de una falla.

2.2.2 Campo Quimbaya

➤ UNIDADES PRODUCTORAS ANTES DE REALIZAR CAÑONEOS Y RECAÑONEOS PARA EL CAMPO QUIMBAYA

En la tabla 15 se presentan las unidades productoras y el estado de las mismas (cerrada o abierta) antes de llevar a cabo los posibles cañoneos en el campo Quimbaya.

POZO	QUI0001		QUI0004	
	Abierto (ft)	Cerrado (ft)	Abierto (ft)	Cerrado (ft)
UKB	110	0	63	0
UKB R	0	24	0	30
UKB R1	0	10	0	0
UKB R2	0	19	0	0
UKB R3	0	42	0	0
UKB R5	0	16	0	0

Tabla 15. Unidades productoras campo Quimbaya

2.2.2.1 análisis pozo a pozo de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos para el campo Quimbaya

- **Quimbaya 1.**

Analizando la deflexión de las curvas (figura 19) se observan claramente las zonas potenciales almacenadoras de hidrocarburos, algunas de ellas ya han sido

cañoneadas, sin embargo, es recomendable el cañoneo de algunas de estas buscando un posible aumento en la producción de hidrocarburos.

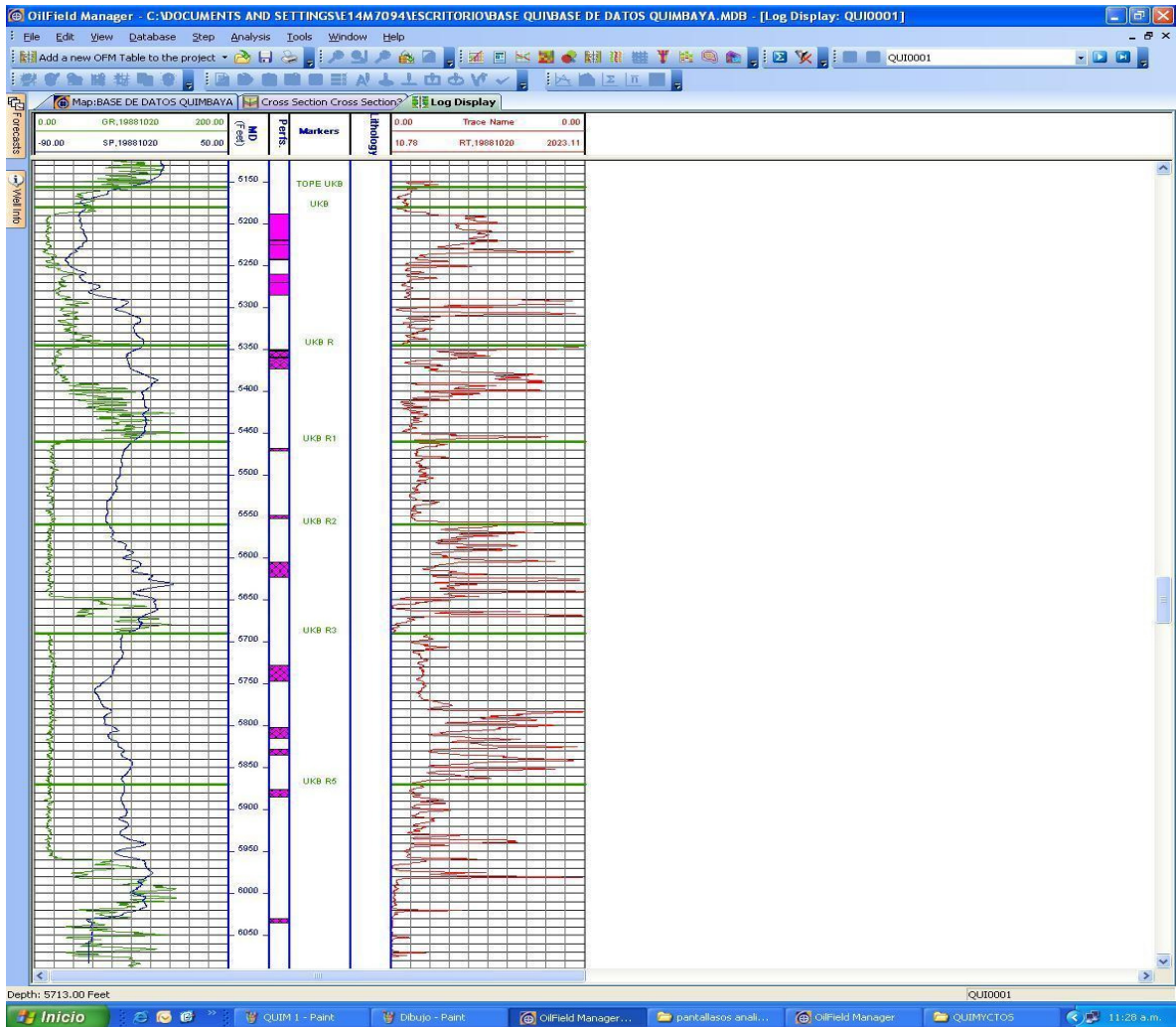


Figura 19. Registros GR, SP Y RT para el pozo Quimbaya 1

Oportunidades de cañoneos y recañoneo

Después de analizar los registros para el campo Quimbaya, se concluye que para el caso de Quimbaya 1 se debería realizar reapertura de zonas para los intervalos

5620-5630, 5820-5830 y 5832-5849, también se recomiendan cañoneos adicionales en los intervalos 5605-5620 y 5828-5836, al igual que los cañoneos adicionales como se muestra en la tabla 16.

QUIMBAYA 1		
UNIDAD	TOPE MD (FT)	BASE MD (FT)
UKB R1	5478	5480
	5500	5510
	5530	5538
UKB R2	5558	5566
	5569	5572
	5585	5589
	5620	5630
	5638	5641
UKB R3	5781	5799
	5820	5830
	5832	5849
	5850	5858
	5860	5866
UKB R5	5930	5934
	5936	5940

Tabla 16. Posibles zonas a cañonear para el pozo Quimbaya 1

- **Quimbaya 4.**

Observando la siguiente figura 20 y comparando con la tabla de intervalos cañoneados, se tiene que aún hay una zona muy atractiva para realizar cañoneos adicionales en la capa UKB R2.

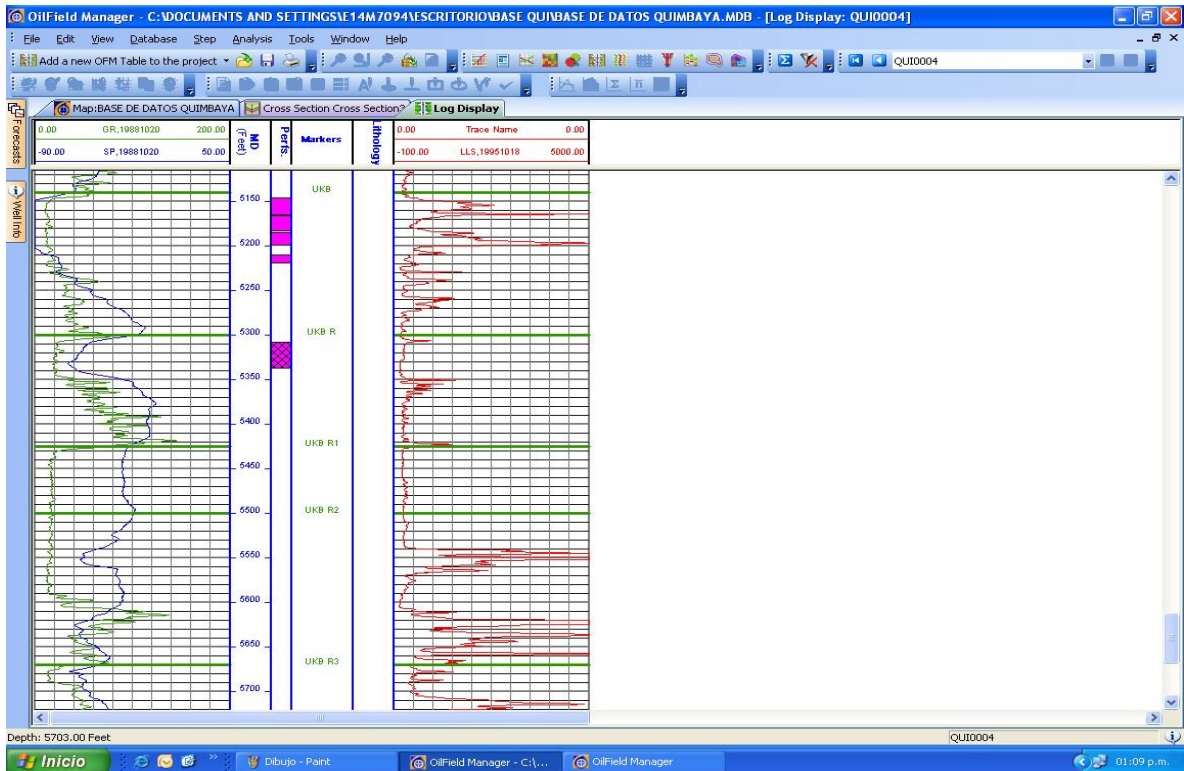


Figura 20. Registros GR, SP Y LLS para el pozo Quimbaya 4

Oportunidades de cañoneos

En el caso de Quimbaya 4, se deberían realizar cañoneos adicionales para los intervalos mostrados en la tabla 17, de acuerdo al análisis realizado de los registros.

QUIMBAYA 4		
UNIDAD	TOPE MD (FT)	BASE MD (FT)
UKB R2	5202	5210
	5540	5570

Tabla 17. Posibles zonas a cañonear para el pozo Quimbaya 4

2.2.2.2. Unidades productoras después del cañoneo y recañoneo para el campo Quimbaya

En la tabla 18 se presentan las unidades productoras y el estado de las mismas (cerradas o abiertas) en el campo Quimbaya después de realizar apertura de zonas, cañoneos adicionales y recañoneo.

POZO	QUI0001		QUI0004	
	Abierto (ft)	Cerrado (ft)	Abierto (ft)	Cerrado (ft)
UKB	110	0	63	0
UKB R	24	0	30	0
UKB R1	24	0	38	0
UKB R2	43	0	0	0
UKB R3	95	0	0	0
UKB R5	24	0	0	0

Tabla 18. Nuevos espesores formación productora campo Quimbaya

En los siguientes registros (figuras 21 Y 22) se observan correlaciones entre los 2 pozos de dos formas, una con el multi-well log y la otra con el cross-section, con esto se confirma la continuidad entre las unidades a lo largo del yacimiento lo cual nos garantiza las recomendaciones hechas anteriormente.

- Multi-well log y cross-section para los pozos Quimbaya 1 y Quimbaya 4.

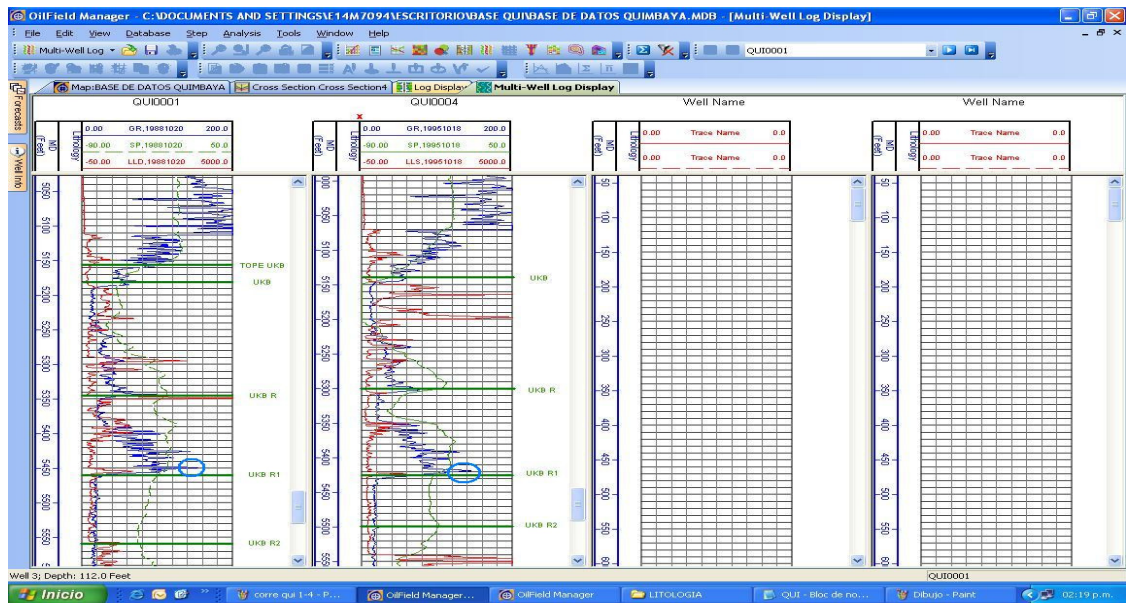


Figura 21. Correlaciones entre pozos Quimbaya 1 y Quimbaya 4 con el multi-well log

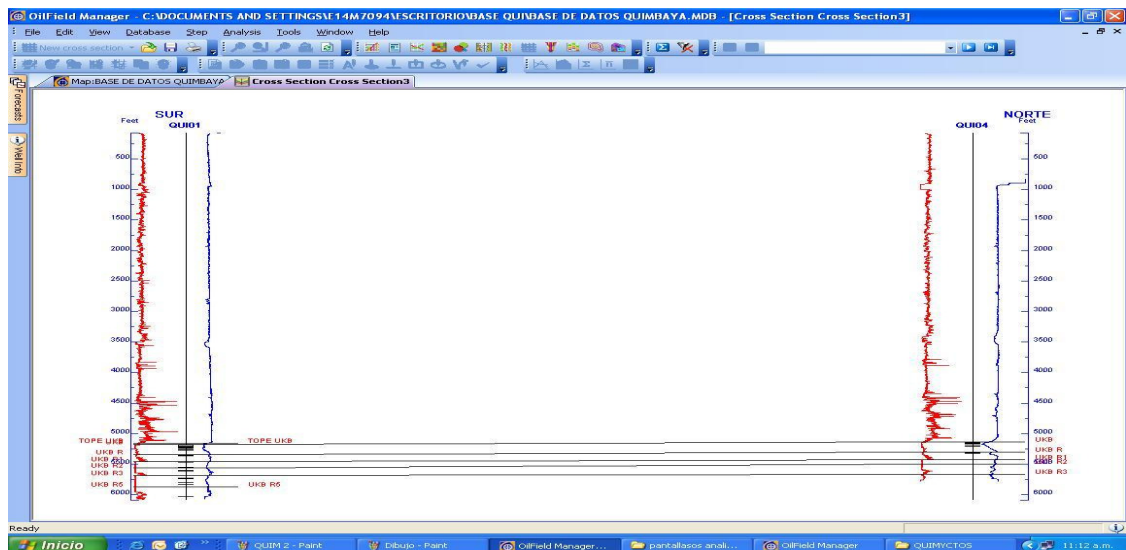


Figura 22. Correlaciones entre pozos Quimbaya 1 y Quimbaya 4 con cross-section

2.2.3. Campo Toy

- Unidades productoras antes de realizar cañoneos y apertura de zonas para el campo Toy

En la tabla 19 se presentan las unidades productoras y el estado de las mismas (cerradas o abiertas) en el campo Toy.

POZO	TOY0001		TOY0002	
	Abierto (ft)	Cerrado (ft)	Abierto (ft)	Cerrado (ft)
UKB	71	0	78	0
UKB R	0	27	0	0
UKB R1	0	48	0	10

Tabla 19. Espesores unidades productoras campo Toy

2.2.3.1 Análisis pozo a pozo de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos para el campo Toy

- **Toy 1**

En la figura 23 se observa que las zonas con mayor potencial de almacenamiento de hidrocarburos ya han sido cañoneadas, sin embargo, aún hay otras zonas que podrían ser cañoneadas, y aunque su espesor sea poco, pueden dar un aporte importante a la producción.

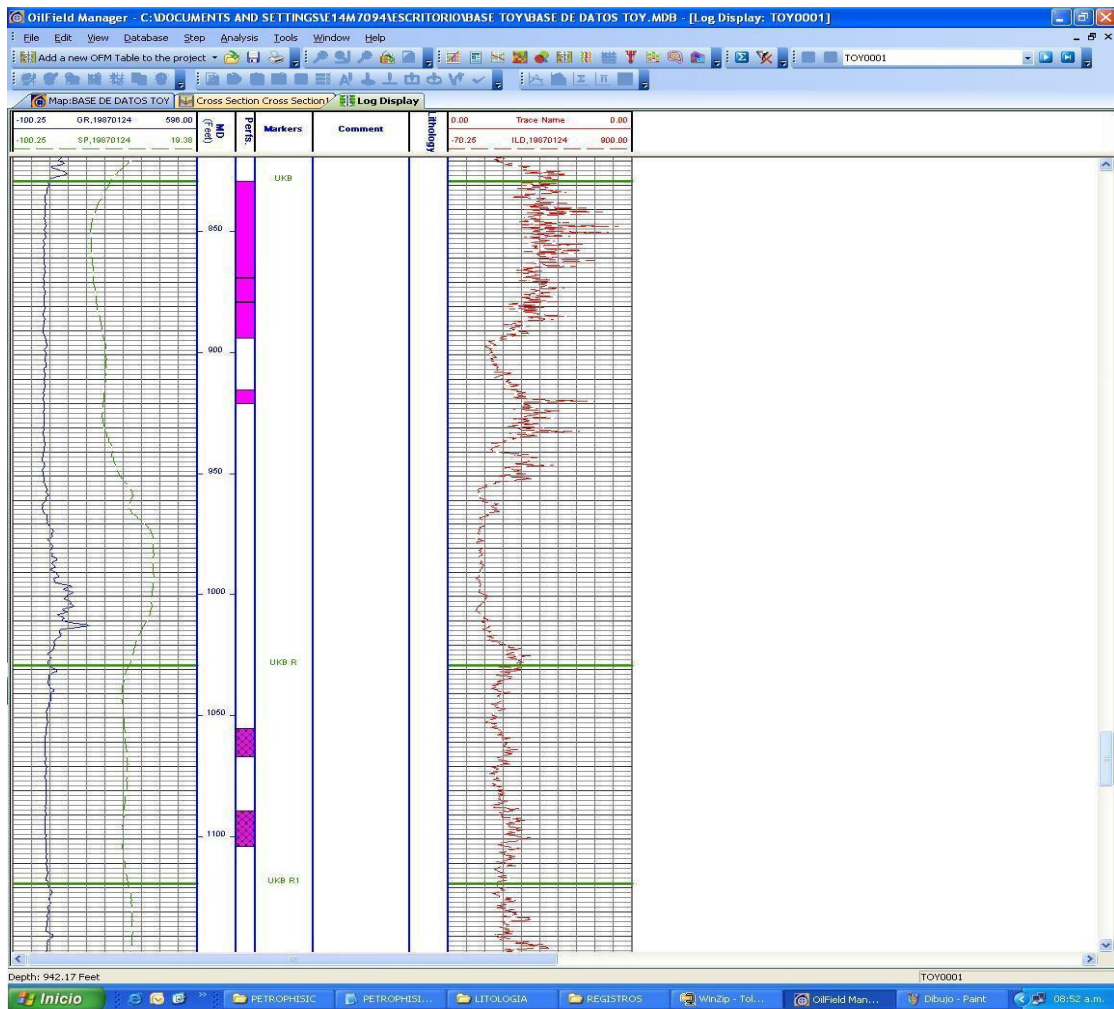


Figura 23. Registros GR, SP, ILD para el pozo Toy 1

Oportunidades de cañoneos y recañoneo

En el caso de Toy 1, después de analizar los registros resistivos (ILD) y litológicos (Gr y Sp), se recomienda hacer cañoneos adicionales para UKB (tabla 20), obteniendo con esto un espesor de 77' cañoneados. Y una producción incremental de 90 BPD

Toy-1		
UNIDAD	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)
UKB	922	924
	930	932
	944	946

Tabla 20. Posibles Intervalos a cañonear para el pozo Toy 1

- **Toy 2.**

Para este pozo, al igual que para Toy 1 las zonas con mayor potencial ya han sido cañoneadas, sin embargo, hay pequeñas zonas que podrían ser cañoneadas (intervalo 1102-1108', etc.) de acuerdo a la deflexión en las curvas GR y LLS.

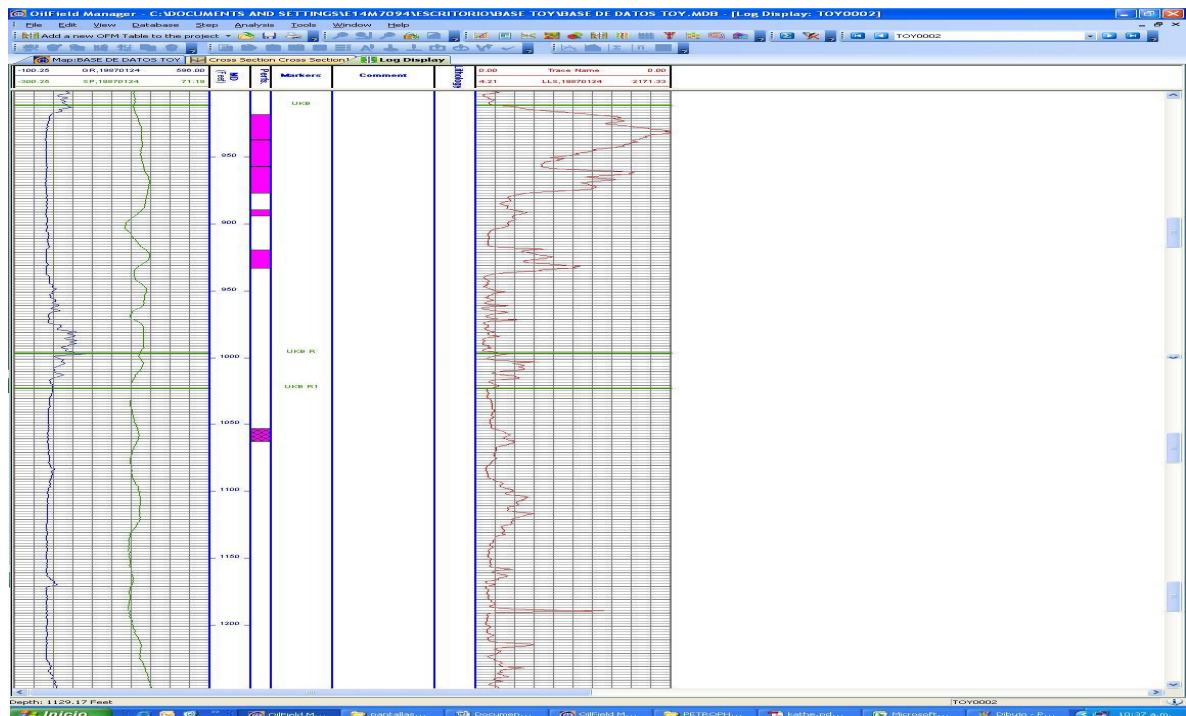


Figura 24. Registros GR, SP, LLS para el pozo Toy 2

Oportunidades de cañoneos

Para Toy 2, debería realizarse apertura de zonas para todos los intervalos de UKB- R y UKB-R1, así como cañoneos adicionales para esta última unidad en los intervalos mostrados en la tabla 21.

Toy- 2		
UNIDAD	TOPE MD (ft)	BASE MD (ft)
UKB-R1	1102	1108
	1114	1118
	1186	1190

Tabla 21. Posibles intervalos a cañonear para el pozo Toy 2

2.2.3.2. Unidades productoras después del cañoneo y apertura de zonas para el campo Toy

En la tabla 22 se presentan las unidades productoras y el estado de las mismas (cerradas o abiertas) en el campo Toy después de realizar apertura de zonas y cañoneos adicionales.

POZO	Toy-1		Toy-2	
	Abierto (ft)	Cerrado (ft)	Abierto (ft)	Cerrado (ft)
UKB	77	0	78	0
UKB R	0	27	0	0
UKB R1	0	48	34	0

Tabla 22. Nuevos espesores unidades productoras campo Toy

Correlacionando los registros de litología para los pozos Toy 1 y Toy 2 se observa la continuidad entre las unidades a lo largo del yacimiento lo cual indica el aporte de estas capas a la producción.

- **Multi-well log y cross-section para los pozos Toy 1 y Toy 2.**

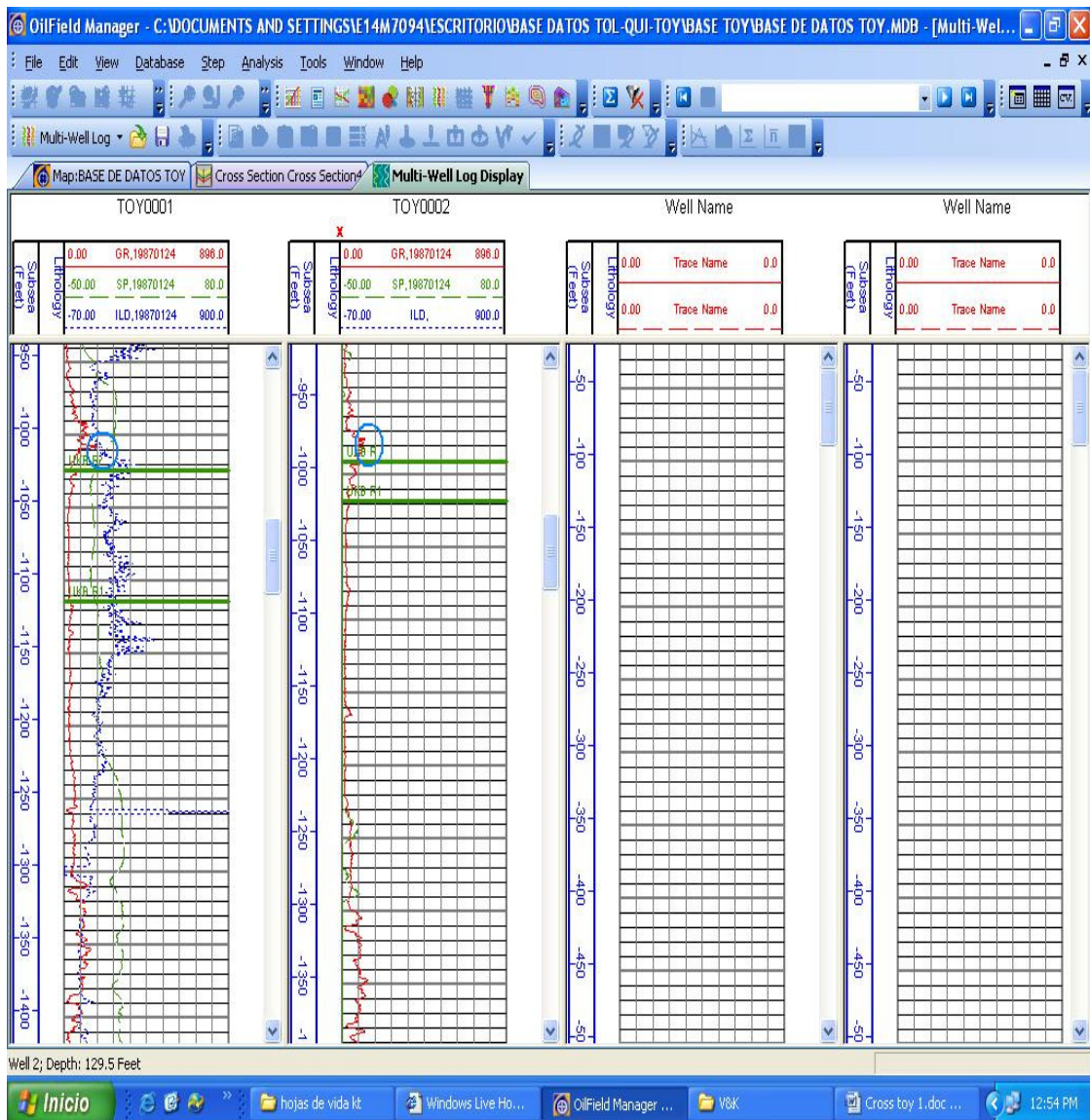


Figura 25. Correlaciones entre pozos Toy 1 y Toy 2 con el multi-well log

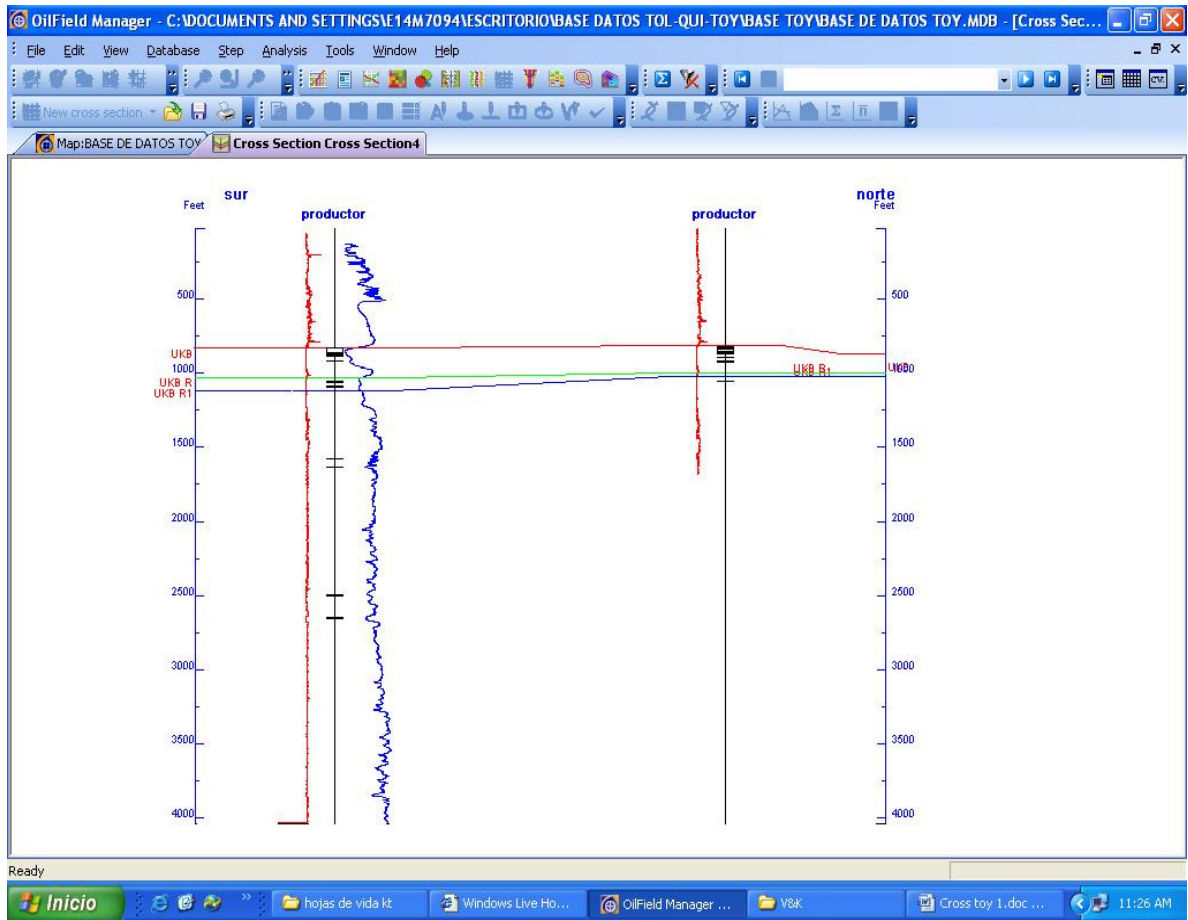


Figura 26. Correlaciones entre pozos Toy 1 y Toy 2 con cross-section

3. RECOMENDACIONES PARA AUMENTAR LA EXTRACION DE HIDROCARBUROS

3.1 REDISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La disminución en la P_{wf} puede afectar drásticamente la formación de incrustaciones en los pozos, a tal punto que estas, formen a nivel de las perforaciones. Por lo tanto, antes de hacer cambios se debe verificar la presión de saturación del CO_2 para con ella definir la P_{wf} mínima y también las necesidades de inhibidores de incrustaciones.

Dado que la P_{wf} del pozo Toldado 3 es muy baja, la posibilidad de tener incrustaciones en el yacimiento es muy alta, por lo que se deberían realizar tratamientos que vayan más allá de la cara de la formación.

3.2 PLTS Y/O ACHICAMIENTOS

En general, en los campos Toldado, Quimbaya y Toy es necesaria la evaluación selectiva de los intervalos productores, para definir las zonas de crudo o agua. Con esta información se puede buscar el aislamiento mecánico y/o establecer el uso de modificadores de permeabilidades relativas (RPMs).

3.3 FRACTURAMIENTOS

Si se decide hacer algún trabajo de estimulación por fracturamiento, Toldado-4 sería el primer candidato, de manera que su comportamiento de producción se acerque al promedio de los demás pozos del campo. Además, Toldado 1 puede ser candidato para un fracturamiento, sin embargo por el bajo potencial que presenta, los costos de este tal vez no se vean recuperados con la producción.

Aunque, se recomienda no fracturar para no obstruir los canales naturales formados por disolución.

3.4 MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Para el campo Quimbaya se puede pensar que la solución está en una estrategia de control de la entrada de agua (evaluación de potenciales y zonas acuíferas con PLTs y uso de RPMs (modificadores de permeabilidad relativa).

En los pozos del campo Toldado también se necesita ejercer control sobre el agua de formación. En éste caso hay que evaluar RPMs en las formaciones UKB y LKBb, para favorecer el flujo de aceite.

3.5 TRABAJOS DE MUESTREO Y ANÁLISIS DE LABORATORIO

Se debe hacer muestreo de agua de formación y análisis físico-químico en los pozos Quimbaya 1 y Quimbaya 4.

Se debe muestrear crudo de Toldado 1, Toldado 3 y Toldado 8 para hacer los análisis de laboratorio que permitan caracterizar la tendencia de precipitación por asfaltenos y parafinas.

3.6 PRUEBAS DE PRESIÓN

En los campos Toldado, Toy y Quimbaya es pobre la información sobre pruebas de presión, por lo tanto se debe iniciar un programa que por lo menos incluya pozos críticos o claves para delimitar el campo.

En Toldado 3 se necesita una prueba de presión para delimitar la zona norte del campo.

Dados los eventos ocurridos que afectaron la producción de Toldado 8, este pozo necesita una prueba de presión para establecer su potencial.

La interpretación de tal prueba debe incluir los límites de flujo (posición de la falla, fronteras de flujo y radio de investigación).

3.7 ESTUDIOS DE YACIMIENTOS

En el campo Toldado se recomienda realizar un estudio de factibilidad para la implementación de un sistema de recobro mejorado, dado que la presión promedia del campo se acerca al punto de burbuja y que el factor de recobro actual es bajo. Para esto se requeriría una re-evaluación de reservas y una simulación numérica.

Se sugiere hacer una validación del levantamiento artificial haciendo uso del análisis nodal empleando el Software Well-Flo. Dentro de esos nuevos escenarios se debe, entonces, revalidar el skin para definir la mejor estrategia de producción.

3.8 INHIBICION

Considerando que en varios pozos se indica la tendencia incrustante por calcita y que se han mantenido bajos P_{wf} , adicionalmente a los tratamientos ácidos se deben aplicar inhibidores de incrustaciones de calcita. La inhibición se debe hacer desde la formación y a lo largo del sistema de producción-inyección, puesto que los depósitos muy seguramente se forman desde las perforaciones y posiblemente en el yacimiento (cuando la caída de presión es muy grande).

CONCLUSIONES

- OFM es una herramienta versátil, que mediante el manejo de bases de datos nos ayuda a generar reportes de las condiciones de los pozos tales como: curvas de declinación de producción, presión, histórico de eventos, estados mecánicos, surveys, mapas estructurales, registros entre otros.
- Mediante el uso de variables calculadas en OFM se puede determinar las producciones de agua, crudo, líquido total, el corte de agua, entre otras, que nos ayudan a analizar el comportamiento de los pozos, generando graficas y reportes.
- Al realizar la evaluación selectiva de los intervalos productores, se pueden definir las zonas de crudo o agua. Con esta información se puede buscar el aislamiento mecánico y/o establecer el uso de modificadores de permeabilidades relativas (RPMs).
- Por medio de los registros litológicos (SP, GR y resistivos) se pueden determinar cuales son las zonas potencialmente almacenadoras de hidrocarburos, zonas a las cuales se le deben realizar cañoneos o recañoneos según sea el caso.
- Los estudios de factibilidad nos ayudan a la implementación de un sistema de recobro mejorado, dado que los factores de recobro actuales para los campos son muy bajos.

- Al analizar el histórico de presiones y producción de los campos se pueden predecir el comportamiento de los mismos y de esta manera buscar implementar estrategias que ayuden a mejorar la producción.
- Se debe iniciar un programa de pruebas de presión que por lo menos incluya pozos críticos o claves para poder determinar si el pozo requiere de un método de recuperación mejorada para aumentar la presión de yacimiento.

BIBLIOGRAFIA

- ◆ WILLIAMS, Bert; GIDLEY, John and SCHECHTER, Robert. Acidizing Fundamentals. New York, 1979; p. 5-9, 30-51.
- ◆ AMOROCHO C, Alexander. Ventajas y Desventajas del Cañoneo en Condiciones de Desbalance y Sobrebalance de Presión en Pozos de Petróleo, 1996; p. 28-46.
- ◆ OFM 2005. Manual de Uso Básico y Manual de Referencia.
- ◆ ECOPETROL S.A., estudio integrado de yacimientos para los campos Toldado, Toy y Quimbaya.
- ◆ ECOPETROL S.A., informe final de operaciones Campo Quimbaya.
- ◆ DIMS, software de de historial de eventos de operaciones de Workover y Wellservice.
- ◆ PROFILE, software de estados mecánicos.
- ◆ WESEMS, software de historial de eventos de operaciones de Workover y Wellservice.
- ◆ INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Centro de Investigación y Desarrollo. Análisis del daño de formación de los campos Toldado, Toy y Quimbaya, Piedecuesta, Febrero de 2007.