

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL AGUA EN FORMACIÓN EN LAS ARENAS D DE LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO JUNÍN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Alves M., Yenny N.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL AGUA EN FORMACIÓN EN LAS ARENAS D DE LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO JUNÍN

TUTOR ACADÉMICO: Prof. MSc. Pablo Salazar

TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Erika Pardo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Alves M., Yenny N.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

Caracas, Mayo de 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Yenny Alves, titulado:

**“CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL AGUA EN
FORMACIÓN EN LAS ARENAS D DE LA FORMACIÓN
OFICINA DEL CAMPO JUNÍN”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Sandro Gasbarri
Jurado

Prof. Violeta Wills
Jurado

MSc. Erika Pardo
Tutor Industrial

Prof. MSc. Pablo Salazar
Tutor Académico

Este trabajo esta dedicado a Dios Padre, Dios Hijo y Dios Espíritu Santo que han estado conmigo siempre y me han enseñado a conservar la paz en medio de la tormenta...

*Mira que te mando que te esfuerces y seas valiente;
no temas ni desmayes, porque yo el Señor tu Dios
estaré contigo donde quieras que vayas.
Josué 1:9*

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por haberme dado la educación necesaria para desarrollarme como profesional.

A SINCOR, por permitirme realizar este Trabajo Especial de Grado y brindarme todas las herramientas y apoyo necesario.

A mi tutora industrial Msc. Erika Pardo por su dedicación, paciencia y sabiduría, por sus consejos y enseñanzas y sobre todo por creer en mí.

A mi tutor académico Msc. Pablo Salazar por ser un pilar fundamental en el desarrollo de esta Tesis, por brindarme sus valiosos conocimientos y aceptar este reto.

A Jhonny Casas ya que sin él nada habría sido posible.

A todos lo que laboran en Sincor, en especial a Maria Alejandra Rondon y Marielle Icnizan, por ayudarme en el desarrollo de este trabajo.

A mi familia, a Wilmer por apoyarme y creer que soy merecedora de todos mis anhelos.

A mis compañeros de clases, en especial a Egle, Ainury, Martha, Richard, Juan, Luís, Jesús y Guido con los que compartí momentos de alegría y tristeza.

A todos,

GRACIAS...

Alves M., Yenny N.

**CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL AGUA EN
FORMACIÓN EN LAS ARENAS D DE LA FORMACIÓN
OFICINA DEL CAMPO JUNIN**

Tutor Académico: Prof. MSc Pablo Salazar.

Tutor Industrial: MSc. Erika Pardo

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. 2007.

Palabras Claves: Producción de agua, Metodología de Chan, Metodología de Ramos, Análisis físico-químico, Crudo pesado, Pozos horizontales, Faja del Orinoco.

Resumen. Este trabajo tiene como objetivo principal aplicar modelos numéricos y analíticos tales como las metodologías de Chan y Ramos y la caracterización físico-química del agua en formación, para complementar la información actual de la dinámica del agua en las arenas D de la formación Oficina del Campo Junín.

Esto se realizó mediante el análisis de los diagramas hidroquímicos elaborados con los datos físico-químicos existentes, con la finalidad de identificar el origen del agua, rastrear el movimiento de la misma en el yacimiento y determinar cual de los cuerpos de agua presente en el área de estudio es la responsable de la producción del agua, para ello se compararon los datos geoquímicos del agua en formación (modelo estático) con los del agua producida (modelo dinámico).

De los gráficos de diagnósticos se conoció la forma en la cual entra el agua a los pozos y cuan cercana están las zonas de entrada, debido al riesgo que implica determinar estos parámetros solo a partir de los gráficos diagnósticos, se revisó la geología del área, a través de los mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas subyacentes a la completación del pozo. También se evaluó la evolución del ión cloruro en el agua producida para determinar cualitativamente cercanías de las zonas de agua a los pozos.

De los resultados obtenidos, se conoció que el agua de irrupción producida en los pozos estudiados proviene de la Zona de Transición y la misma ingresa a los pozos mediante canalizaciones. La interpretación actual de la dinámica del agua en el área de estudio coincide con la información encontrada.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS v

ÍNDICE DE TABLAS xii

INTRODUCCIÓN 1

La Faja Petrolífera del Orinoco 1

El Campo. 2

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Formulación del problema 5

1.2 Objetivo general..... 5

1.3 Objetivos específicos 6

1.4 Alcance 6

1.5 Justificación 6

1.6 Limitaciones..... 7

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 PROCESOS SEDIMENTARIOS 8

Ambiente sedimentario Fluvial..... 8

Tipos de depósitos fluviales..... 9

Depósitos de "clastos basales". 9

Depósitos de islas (barras del canal) 10

Depósitos de "Barras de meandros" 10

Depósitos de relleno de depresiones en las "barras de meandro". 11

Depósitos de diques 11

<i>Depósitos enraizados en grietas</i>	11
<i>Depósitos de llanura de inundación</i>	12
2. 2 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA	13
2.2.1 Tipos de agua de formación	13
2.2.2 Evolución geoquímica de las aguas subterráneas	15
2.2.3 Interpretación geoquímica del agua de formación	18
Diagramas de Piper	19
Diagramas de Stiff	20
2.3 TIPOS DE AGUA DE FORMACIÓN PRESENTES EN EL CAMPO	20
2.3.1 Familia de aguas fósiles	20
2.3.2 Familia de aguas meteóricas	22
2.3.3 Familia de aguas mixtas	24
2.4 DISTRIBUCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO	25
2.5 GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO	27
2.5.1 Metodología de Chan	27
Conificación	29
Canalización o Adedamiento	30
Barrido Normal con alto corte de agua	32
2.5.2 Metodología de Luis Ramos	33
CAPITULO III	
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	
3.1 GEOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	36
3.1.1 Ubicación geográfica	36
3.1.2 Estructura del yacimiento	37
3.1.3 Estratigrafía	37
3.1.4 Ambiente de sedimentación	38
3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS PERTENECIENTES AL ÁREA	40

CAPITULO IV

METODOLOGÍA

PASO 1: RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	41
PASO 2: FASES DE ESTUDIO.....	41
Fase I. Elaboración del modelo estático de los cuerpos de agua presentes en el campo.....	42
Fase 2. Ubicación del área de estudio y selección de los pozos para la aplicación de los modelos numéricos y analíticos.	42
Fase 3. Análisis físico-químico y evaluación de la concentración del ión cloruro en el agua producida, en los pozos del área de estudio.	44
Fase 4. Metodología para determinar el origen de la producción de agua mediante la elaboración de gráficos diagnósticos	46
Fase 5. Comparación de los resultados obtenidos con el modelo de movimiento del agua del campo	51

CAPITULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Modelo estático de los cuerpos de aguas presentes en el campo.....	53
5.2 Elaboración de gráficos diagnósticos y diagramas hidroquímicos.....	57
5.3 Comparación entre los resultados obtenidos y el modelo actual del movimiento del agua en el área de estudio.	101

CONCLUSIONES	104
--------------------	-----

RECOMENDACIONES.....	106
----------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	107
--------------------	-----

APÉNDICE A.....	110
APÉNDICE B.....	161

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Fuente: Sincor.....	2
Figura 2.	Sección estratigráfica del área	3
Figura 2. 1	Diferentes sistemas de canales dentro del ambiente fluvial	12
Figura 2. 2	Secuencia de Chevotareb.....	16
Figura 2. 3	Distintos tipos de flujo en una misma área.....	18
Figura 2. 4	Diagrama de Piper.	19
Figura 2. 5	Diagramas de Stiff del agua fósil y meteórica, respectivamente.....	20
Figura 2. 6	Diagramas de Stiff para muestras de agua fósil presentes en la Cuenca Oriental de Venezuela.....	22
Figura 2. 7	Diagramas de Stiff para aguas frescas (AG-18 , RG-84 and RG-54) y meteóricas	24
Figura 2. 8	Zonas de agua identificadas en el campo.	25
Figura 2. 9	Distribución de fluidos en el campo.....	26
Figura 2. 10	Gráfico de conificación y ejemplo, repectivamente.	29
Figura 2. 11	Gráfico de canalización y ejemplo.	30
Figura 2. 12	Gráfico característico de una rápida canalización y ejemplos, respectivamente.....	31
Figura 2. 13	Gráfico de barrido normal con alto corte de agua	32
Figura 3. 1	Ubicación Geográfica del Area en Estudio. Fuente: Sincor.....	36
Figura 3. 2	Mapa Estructural (tendencia) del área SINCOR / Basamento PETROZUATA.	37

Figura 3. 3	Estratigrafía de las arena de SINCOR. Fuente: Sincor, 2004.....	39
Figura 4. 1	Ubicación de las macollas seleccionadas para el análisis, incluye solo los pozos completados en D1D2, D3 y E1 (Unidad Fluvial).....	43
Figura 4. 2	Gráfico del agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla A.....	44
Figura 4. 3	Comparación de los gráficos hidroquímicos entre el modelo estático y una muestra del pozo 1, respectivamente	45
Figura 4. 4	Intercambio iónico entre el agua fósil y mixta durante la formación de los canales	46
Figura 4. 5	Comparación de las curvas de Chan, entre el agua canalizada de una fuente cercana y otra de una fuente distante	47
Figura 4. 6	Selección de los períodos de producción estables.....	49
Figura 4. 7	Gráfico y ajuste potencial de W_p vs. N_p en los períodos de producción.....	50
Figura 4. 8	Gráfico y ajuste potencial de RAP vs t en los períodos de producción.....	51
Figura 4. 9	Mapa de entradas del agua y comunicación vertical. Fuente: Sincor, 2006.....	52
Figura 5. 1	Gráfico de Piper del agua fósil del campo.....	53
Figura 5. 2	Comportamiento del agua fósil del campo en el Diagrama de Stiff..	54
Figura 5. 3	Posición del agua del acuífero en el Gráfico de Piper.....	55
Figura 5. 4	Comportamiento del agua del acuífero en el Diagrama de Stiff.....	55
Figura 5. 5	Posición del agua de la zona de transición en el Gráfico de Piper.	56
Figura 5. 6	Comportamiento del agua de la zona de transición en el Diagrama de Stiff.	56

Figura 5. 7	Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla A.....	58
Figura 5. 8	Comportamiento de producción del pozo A01.....	59
Figura 5. 9	Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo A01	60
Figura 5. 10	Comportamiento de producción del pozo A05.....	61
Figura 5. 11	Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo A05	61
Figura 5. 12	Interferencia entre los pozos A01 y A12.....	63
Figura 5. 13	Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1	64
Figura 5. 14	Representación gráfica de la comunicación vertical de la Macolla A con las arenas subyacentes.....	64
Figura 5. 15	Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla A.....	66
Figura 5. 16	Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla B.....	67
Figura 5. 17	Comportamiento de producción del pozo B02.....	68
Figura 5. 18	Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo B02	68
Figura 5. 19	Comportamiento de producción del pozo B03.....	69
Figura 5. 20	Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo B03	70
Figura 5. 21	Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado para un período de tiempo del pozo B06.....	71
Figura 5. 22	Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla B.....	72
Figura 5. 23	Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla B	73
Figura 5. 24	Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en diferentes pozos de la macolla B.....	73

Figura 5. 25 Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla B.....	74
Figura 5. 26 Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla C.....	75
Figura 5. 27 Comportamiento de producción del pozo C03.....	76
Figura 5. 28 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo C03.....	76
Figura 5. 29 Comportamiento de producción del pozo C05.....	77
Figura 5. 30 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo C05.....	77
Figura 5. 31 Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla C.....	78
Figura 5. 32 Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla C.....	79
Figura 5. 33 Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en diferentes pozos de la macolla C.....	79
Figura 5. 34 Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla C.....	80
Figura 5. 35 Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla D.....	81
Figura 5. 36 Comportamiento de producción del pozo D01.....	82
Figura 5. 37 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo D01.....	82
Figura 5. 38 Fenómeno de acumulación de agua observada en el pozo D01.....	84
Figura 5. 39 Variación del corte de agua como consecuencia de la formación de bancos de agua y cambio en la posición del punto de inyección de diluyente.....	84
Figura 5. 40 Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla D.....	85
Figura 5. 41 Trayectoria del pozo D09.....	85
Figura 5. 42 Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla D.....	86

Figura 5. 43	Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en el pozo D06 de la macolla D	86
Figura 5. 44	Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla D.....	87
Figura 5. 45	Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado	88
Figura 5. 46	Comportamiento de producción del pozo F01	89
Figura 5. 47	Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo F01.....	89
Figura 5. 48	Comportamiento de producción de los pozos B03, F05 y L01, respectivamente.....	90
Figura 5. 49	Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla F	91
Figura 5. 50	Trayectoria del pozo F01.....	92
Figura 5. 51	Trayectoria del pozo F03.....	92
Figura 5. 52	Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla F.....	93
Figura 5. 53	Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en diferentes pozos de la macolla F	93
Figura 5. 54	Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla F	94
Figura 5. 55	Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla L	95
Figura 5. 56	Comportamiento de producción del pozo L02	96
Figura 5. 57	Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo L02	96
Figura 5. 58	Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla L	98
Figura 5. 59	Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla L	98

Figura 5. 60	Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en diferentes pozos de la macolla L.....	99
Figura 5. 61	Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla L	100
Figura 5. 62	Interpretación de las zonas de entrada del agua para las macollas A, B, C, D, F y L	103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1	Característica del agua fósil en la Cuenca Oriental de Venezuela	21
Tabla 2. 2	Características del agua meteórica en la Cuenca Oriental de Venezuela.....	23
Tabla 2. 3	Esquema de Davis para la clasificación del agua en los campos petroleros.....	24
Tabla 5. 1	Funciones potenciales de los pozos de la macolla A.....	62
Tabla 5. 2	Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla B.....	71
Tabla 5. 3	Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla C.....	78
Tabla 5. 4	Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla D	83
Tabla 5. 5	Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla F	90
Tabla 5. 6	Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla L.....	97

INTRODUCCIÓN

El aumento de la producción de agua en los campos petroleros puede significar una sobrecarga para los sistemas de tratamiento si no se cuenta con los equipos de superficie para su tratamiento. A su vez, esta disminuye la productividad del yacimiento y aumenta los costos de producción. Es por ello, que se deben conocer todas las variables que permitan un mayor entendimiento de la producción de agua, ya que esto permite gerenciar mejor el yacimiento, mediante la implementación de una estrategia de producción

Cuando el crudo es extrapesado, los problemas que generan la producción de agua se maximizan debido al extremo contraste entre las viscosidades de los mismos, dado a que su razón de movilidades es adversa, tal es el caso en las operaciones realizadas en la Faja del Orinoco, específicamente en SINCOR.

La Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, y es la segunda cuenca más importante del país después de la Cuenca del Lago de Maracaibo, se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas tal y como se puede apreciar en la Figura 1, y está dividida en los bloques Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. El crudo aquí presente es pesado y extrapesado, la viscosidad o fluidez de estos es bastante alta, de 500 a 1.500 SUS (Viscosidad Universal Saybolt), y en la escala de viscosidad en centipoise, estos crudos tienen una viscosidad entre 1.200 y 9.500 centipoise, a condiciones de yacimiento. Si se considera que el agua tiene, aproximadamente, 1 centipoise de viscosidad, se apreciará la poca fluidez de estos crudos.



Figura 1. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Fuente: Sincor

El petróleo en sitio que se estima está presente en la Faja es de aproximadamente 1.182 MMM, de los cuales se podrían recuperar unos 267 MMM de barriles, lo que representa un factor de recobro del 22%, esta cantidad es equivalente y comparable con las reservas probadas de Arabia Saudita, de allí la importancia de desarrollar tecnología que permita extraer esta cantidad de petróleo presente en el país¹. La Faja petrolífera del Orinoco representa un gran potencial de desarrollo en la industria Venezolana debido a la gran cantidad de acumulaciones de hidrocarburo que aún no se están explotando, de allí la importancia del estudio de todos los parámetros que la caractericen para un mejor entendimiento de los mecanismos de producción que permitan desarrollar el potencial, maximizando el factor de recobro y drenando arenas hasta ahora consideradas no prospectivas.

El Campo.

En el campo de estudio la viscosidad o fluidez del crudo es bastante alta, en este se produce crudo extrapesado de 8.5 °API con una viscosidad entre 1800-3500 cp a

condiciones de yacimiento de 690 psi y una temperatura promedio de 120 °F, la presión de burbujeo es de aproximadamente 597 psi. Por otra parte, el yacimiento posee una porosidad promedio de 29%, con permeabilidades que varían entre los 5 y 40 darcys debido a que son yacimientos de arenas poco consolidadas a no consolidadas.

Las arenas productoras del Campo se encuentran en la formación Oficina, y se ubican a lo largo del margen sur de la Cuenca Oriental, en la sub-cuenca de Maturín a lo largo del Area Mayor de Oficina, en la Figura 2 se muestra una sección estratigráfica del área SINCOR. Los yacimientos pertenecientes a esta área en su contexto geológico son fluvio-deltaicos con altas permeabilidades y un extenso acuífero regional², estas características hacen al campo vulnerable ante el desconocimiento de las zonas de irrupción de agua, patrones de movimiento de la misma y pozos en comunicación lateral.

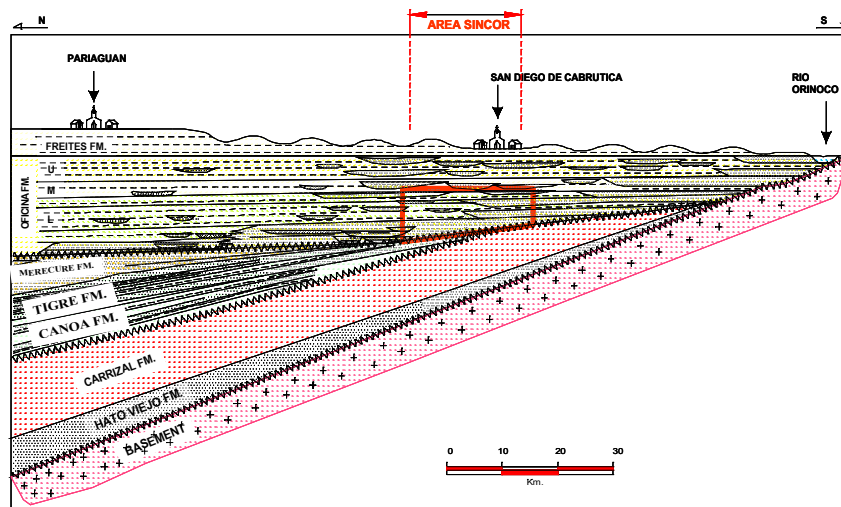


Figura 2. Sección estratigráfica del área SINCOR³.

Es por ello, la necesidad de desarrollar un modelo dinámico conceptual del agua de formación del yacimiento fluvial de este campo, para complementar la información

existente del agua. Para la realización del mismo se utilizará información geológica, petrofísica, pruebas físico-químicas del agua producida, caracterización físico-química de los cuerpos de agua presentes en la unidad fluvial del campo y elaboración de gráficos diagnósticos con la historia de producción de los pozos seleccionados para el análisis. Estos pozos seleccionados son los pertenecientes a la unidad fluvial, debido a que son los que presentan una producción con altos cortes de agua; específicamente las macollas A, B, C, D, F y L. Una vez desarrollados todos los análisis antes mencionados, se comparan con la interpretación actual de las zonas de irrupción de agua y patrones de movimiento de las mismas, con la finalidad de validar esta o re-interpretarla.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El aumento de la producción de agua en los campos petroleros puede significar una sobrecarga si no se cuenta con los equipos de superficie para su tratamiento. A su vez, esta disminuye la productividad del yacimiento y aumenta los costos de producción. Cuando el crudo es extrapesado, los problemas que generan la producción de agua se maximizan debido al extremo contraste entre las viscosidades de los mismos, dado a que su razón de movilidad es adversa.

Los yacimientos pertenecientes al área de estudio en su contexto geológico, son fluviales con altas permeabilidades y un extenso acuífero regional², estas características hacen al campo vulnerable ante el desconocimiento de las zonas de irrupción de agua, patrones de movimiento de la misma y pozos en comunicación lateral. De aquí la necesidad, de aportar información para el continuo avance en el entendimiento de la producción de agua en el campo, para así optimizar la producción del mismo y contribuir en el mejoramiento del modelo de simulación del área.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Este trabajo tiene como objetivo principal aplicar modelos numéricos y analíticos tales como las metodologías de Chan y Ramos y la caracterización físico-química del agua en formación, para complementar la información actual de la dinámica del agua en las arenas D de la formación Oficina del Campo Junín.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Elaborar un modelo estático de los cuerpos de aguas presentes en el campo a partir de las características físico-químicas del agua en formación.
- Comparar el análisis físico-químico del agua producida (modelo dinámico) con el modelo estático de los cuerpos de agua presentes en la zona.
- Utilizar la información fisicoquímica existente para complementar los datos de producción.
- Construir los Gráficos de Diagnostico para describir el mecanismo de entrada de agua en los pozos.
- Comparar los resultados obtenidos con la interpretación actual del movimiento del agua en el campo.

1.4 ALCANCE

De este trabajo se espera obtener una descripción conceptual del movimiento de agua en el yacimiento, agrupando la información geológica con los datos históricos de producción de cada pozo más la información proveniente de los análisis fisicoquímicos del agua de producción, se puede llegar a un análisis que explique entre otras cosas las posibles rutas de llegada del agua a los pozos.

1.5 JUSTIFICACIÓN

Existen más de 6 trillones de barriles de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados y equivalente al triple de reservas combinadas de

petróleo y de gas convencional del mundo que merecen una atención más esmerada¹. Venezuela posee muchos yacimientos de petróleo pesado, siendo el más importante depósito de petróleo pesado y extrapesado del mundo: La Faja del Orinoco de 55.000 Km².

SINCOR como empresa innovadora y preocupada en proyectar soluciones para minimizar el riesgo que implica el agua en yacimientos de crudo extrapesado, tiene como política la investigación para el entendimiento del comportamiento del agua, y con este trabajo se buscará complementar la información ya existente para un mejor conocimiento del avance de la misma, ya que la irrupción del agua en algunos pozos del yacimiento fluvial ha disminuido considerablemente la producción de hidrocarburos.

1.6 LIMITACIONES

Las limitaciones están dadas por aquellos pozos que no posean análisis físico-químicos del agua que producen, y por los parámetros de producción de algunos pozos, ya que la metodología para la elaboración de los gráficos de diagnósticos requiere de ciertas condiciones de operación.

Con respecto a la caracterización físico-química del agua no se pretende realizar un estricto estudio geoquímico de las aguas asociadas a los hidrocarburos en el área de estudio, ni de determinar el por qué de las variaciones durante su historia geológica. Lo que se procura es determinar cual de los cuerpos de agua presentes en el campo, es el responsable de la producción de agua y como varía la cantidad de cloruro disuelta en esta agua producida en relación a la cantidad del mismo ión disuelto en el agua de la zona responsable de la invasión.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 PROCESOS SEDIMENTARIOS

El mecanismo fundamental que rige el transporte de sedimentos es el movimiento de un fluido, ya sea el agua o el aire, lo que provoca una puesta en movimiento (erosión), un transporte y finalmente la sedimentación de las partículas, esto puede ocurrir de diferentes maneras según la velocidad y el tipo de transporte, a la variedad de formas en que esto puede ocurrir se le denominan Procesos Sedimentarios.

Se consideran procesos sedimentarios los principales tipos de transporte, puesto que en último término estos son los que determinan las facies y la geometría de los depósitos, algunos de los principales agentes de transporte son: las corrientes fluviales, el oleaje y las corrientes de densidad, para la finalidad de este trabajo solo definiremos las corrientes fluviales.

Ambiente sedimentario Fluvial⁴

Constituye uno de los medios continentales de mayor importancia estratigráfica, puesto que en ellos se han acumulado gran cantidad de sedimentos, a lo largo de toda la Historia de la Tierra, habiendo quedado conservados en la columna geológica. Por otra parte, dada la universalidad de las corrientes fluviales, sus depósitos tienen una amplia distribución geográfica.

Los cursos de agua pueden dividirse, fundamentalmente, en tres grupos, de acuerdo

con las características de su trazado: *rectos*, en los que la sinuosidad del cauce, en épocas de inundación, es despreciable; son los menos frecuentes y además en ellos sólo se depositan pequeñas cantidades de sedimentos; *ramificados* o *anastomosados*, en los cuales se produce una serie sucesiva de divisiones y reuniones de la corriente, originándose así una serie de canales, de importancia análoga generalmente, que bordean islas aluviales; son típicos de abanicos aluviales, así como de llanuras aluviales glaciares; *meandriiformes*, cuando la corriente presenta una serie de inflexiones a lo largo de su dirección.

Los dos últimos tipos son característicos de los que corren sobre los materiales que previamente habían depositado. Dentro de una misma corriente fluvial se pueden dar varios tipos de cauces.

Tipos de depósitos fluviales

Los sedimentos de un medio fluvial presentan características diversas según la zona en que se hayan depositado; unos representan la acumulación en el canal; otros, la que tuvo lugar en sus márgenes; finalmente, existen sedimentos correspondientes a zonas alejadas del cauce.

Entre los depósitos del canal se encuentran los siguientes:

Depósitos de "clastos basales".

Son los que se sitúan en la parte más profunda del canal, son discontinuos, presentando forma lenticular. El material que los constituye es grueso, pudiendo también encontrarse fragmentos de madera, cantos blandos, etc. Están recubiertos por sedimentos de grano más fino, que corresponde a las islas de arena o barras de canal.

Depósitos de islas (barras del canal)

Son depósitos típicos de ríos anastomosados. Su granulometría varía según se trate de corrientes montañosas, en cuyo caso estarán formados por material grueso, o de tramos en los cursos bajos de ríos que transportan una gran cantidad de sedimentos, siendo entonces la granulometría fina. Estas barras pueden desplazarse originando estratificación cruzada tabular.

Depósitos de “Barras de meandros”

Son aquellos que se acumulan en la parte interna de los meandros; contienen los sedimentos más gruesos de los transportados por la corriente, observándose en ellos una grano-selección con disminución del tamaño de grano hacia la parte superior. Pueden presentar estratificación cruzada curva, debida a migración de rizaduras, tanto pequeños como grandes (la de mayor escala se encontraría hacia la base de la unidad); sobre ésta puede encontrarse estratificación cruzada plana, laminación paralela y rizaduras. En la parte superior de una secuencia de barra de meandro suelen depositarse limos y arcillas, que representan condiciones de régimen muy tranquilas.

Cuando la barra de meandro está formada por materiales gruesos no parece presentar granoselección y la secuencia de estructuras difiere de la anterior. De muro a techo se encuentran: estratificación cruzada curva o sedimento homogéneo; estratificación cruzada planar y curva, ambas de pequeña escala.

Es frecuente la existencia, en estos depósitos, de restos de plantas, conchas de moluscos, generalmente fracturadas, así como restos de vertebrados.

Los depósitos de las márgenes del cauce comprenden:

Depósitos de relleno de depresiones en las “barras de meandro”.

La superficie de una barra de meandro presenta una serie de crestas y depresiones; estas últimas reciben sedimentos finos, limos y arcillas, durante épocas de inundación. Comparables a éstos son los depósitos que se forman en algunos canales de ríos anastomosados, que pueden quedar total o parcialmente cerrados en su extremo superior; los sedimentos que en ellos se acumulan son arenas finas y limos, en la porción aguas arriba del canal, y arcillas en el extremo inferior (aguas abajo); en los sedimentos arenoso-limosos pueden encontrarse rizaduras de gran tamaño; en las arcillas se forman grietas de desecación.

Depósitos de diques.

Forman bandas que bordean los cauces. Sus sedimentos están entre los más gruesos de los depositados fuera de aquéllos: arenas finas, limos y arcillas, generalmente, disminuyendo el tamaño de grano hacia la llanura de inundación, así como aguas abajo. Suelen presentar interstratificación de los sedimentos más gruesos con los más finos, debido a las inmersiones que sufren durante las épocas de inundación. Pueden estar recubiertos por vegetación.

Depósitos enraizados en grietas

En épocas de inundación pueden producirse fisuras en los diques, a través de las cuales el agua circulará hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce, entonces, un depósito de sedimentos cuyo grosor puede ser incluso superior al del material de los diques; suelen ser arenas de grano medio a fino, que alternan con limos arenosos y arcillosos.

Depósitos de llanura de inundación.

Se encuentran en las zonas más alejadas del cauce. Están formados por sedimentos de grano fino, que han sido transportados en suspensión: limos y limos arcillosos. Puesto que durante largos periodos de tiempo quedan expuestos al aire presentan grietas de desecación, y si el clima es suficientemente seco pueden mostrar costras calcáreas o ferruginosas. Fundamentalmente están formados por limos y arcillas, aunque en ocasiones pueden contener también algo de arena fina; algunos presentan laminación, estratificación cruzada y grietas de desecación.

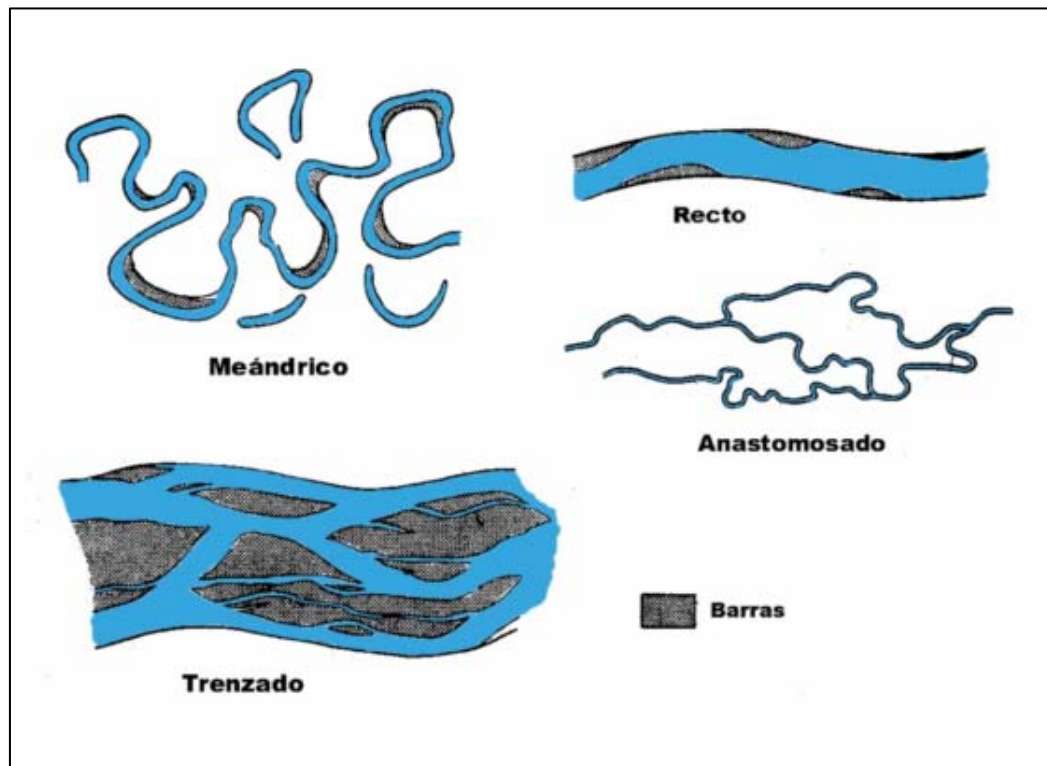


Figura 2. 1 Diferentes sistemas de canales dentro del ambiente fluvial¹

2.2 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA

El agua de formación puede ser considerado como un término colectivo para referirse a diferentes tipos de aguas subterráneas que pueden ser coproducidas con el petróleo y el gas, poseen además distintos tipos de componentes, por lo tanto, su caracterización puede realizarse mediante múltiples parámetros, tales como: químico, bacteriológico, isotópico, entre otros. Los factores que condicionan la composición química del agua presente en las formaciones son múltiples, entre ellos cabe citar: naturaleza y disposición espacial de los materiales con los que el agua entra en contacto, superficie y duración del contacto, temperatura, presión, existencia de gases y grado de saturación del agua en relación con las distintas sustancias incorporables, entre otras. En general, puede decirse que las aguas de formación son el producto de una larga y complicada historia geológica: de la sedimentación de la región, de la historia de los procesos de concentración subterránea y del metamorfismo de las aguas marinas⁶.

2.2.1 TIPOS DE AGUA DE FORMACIÓN⁶

En la literatura se han establecido varios sistemas de clasificación para las aguas de formación. Sin embargo, ninguno de ellos ha sido aceptado universalmente. Estos sistemas de clasificación están basados en las relaciones de los elementos mayoritarios constituyentes Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Na^+ , Ca^{2+} y Mg^{2+} , y en pocos sistemas se han considerado los elementos minoritarios. La razón de esto, es que los primeros son los iones que generalmente son determinados en las aguas naturales y es escasa la información y el papel que tienen los elementos minoritarios en el entendimiento de los procesos geoquímicos que ocurren en esta agua desde su entrapamiento hasta el momento que comienza a fluir cuando se perfora la formación que las contiene.

En base a las características formacionales, White las clasifica como aguas fósiles y meteóricas. Las fósiles, que han estado fuera del contacto con la atmósfera por un largo período del tiempo geológico y a las meteóricas las define como aguas que han estado recientemente en contacto con la atmósfera.

También se han establecido patrones de comportamiento de diferentes cuerpos de agua en función de las proporciones de concentración de las especies mayoritarias (Cl^- , SO_4^{-2} , HCO_3^- , Na^+ , Ca^{2+} y Mg^{2+}), esto ha permitido establecer los sistemas de clasificación de acuerdo a su movimiento en el subsuelo; aguas en condiciones hidrostáticas, o de origen fósil, y aguas hidrodinámicas o de origen meteórico. Piper se basa en las mismas propiedades para predecir mezclas entre diferentes cuerpos de aguas: fósiles y meteóricas.

Compilando esta información tendríamos:

Aguas Meteóricas: incluyen las aguas de lluvia y aguas fluviales. El término meteórico es aplicado por White para aguas que han estado recientemente en circulación atmosférica y como tales, son aguas hidrodinámicas en constante movimiento en el subsuelo, esta agua meteórica puede disolver gran parte del material a través del cual circulan, contiene en solución un mayor número de equivalentes del ión Na^+ que el ión Cl^- , este hecho trae como consecuencia que la relación $\text{Na} : \text{Cl}$ sea mayor a 1 ($\text{Na}/\text{Cl} > 1$).

Aguas fósiles: se encuentran en condiciones hidrostáticas, las cuales además de haber sufrido en principio los procesos de evaporación, sufren procesos de concentración y de intercambio iónico en sistemas cerrados, fuera del contacto con la atmósfera por un apreciable período del tiempo geológico, esto trae como consecuencia que la relación Na/Cl , se mantenga aproximadamente igual o menor a 1.

Este es el tipo de clasificación que se adoptará, durante el desarrollo de este trabajo.

2.2.2 EVOLUCIÓN GEOQUÍMICA DE LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS⁷

Toda agua formacional está sujeta a ser continuamente modificada en su composición química y estos cambios comienzan después que el cuerpo de agua es separado de la libre circulación superficial y continúan durante y después de la sedimentación⁵. Las aguas subterráneas mediante su composición química pueden aportar información sobre el comportamiento hidrogeológico, principalmente en lo que respecta al flujo subterráneo. Los datos químicos ayudan a establecer áreas de recarga y descarga, tiempos de permanencia en el terreno, etc. Para ello hay que tener una idea de los procesos que inciden en la evolución química del agua.

Desde que el agua alcanza la superficie freática más próxima hasta que sale al exterior en un río, manantial o pozo, pueden transcurrir unos días o miles de años, y el recorrido puede ser de unos metros o de varios kilómetros. Por tanto, la evolución química del agua, es decir, las concentraciones y las relaciones de los constituyentes en el agua de formación dependen del origen del agua, de los minerales con los que entre en contacto y de la duración de dicho contacto, que a su vez depende de la velocidad del flujo subterráneo.

Como norma general, a mayor tiempo de permanencia en el terreno, mayor será la salinidad del agua. Sin embargo, esto es relativo porque un agua que permanezca unas horas en contacto con cloruro sódico será más salina que otra que esté muchos años en contacto con cuarzo. También hay circunstancias en las que algunas de las sustancias disueltas en el agua no aumentan sino que disminuyen y otros aspectos obvios tales como si se atraviesan yesos, sales cloruradas o formaciones calizas se

obtendrán SO_4^{2-} y Ca^{++} (aguas sulfatadas cálcicas), Cl^- y Na^+ (aguas cloruradas sódicas) y CO_3H^- y Ca , (aguas bicarbonatadas cálcicas), respectivamente.

Aunque las reacciones y procesos químicos que se desarrollan son muy variados, por lo general, las aguas de formación con menor tiempo de permanencia en el subsuelo son bicarbonatadas, luego predomina el sulfato, y las aguas más salinas son cloruradas. Esta evolución se denomina *secuencia de Chevotareb*:

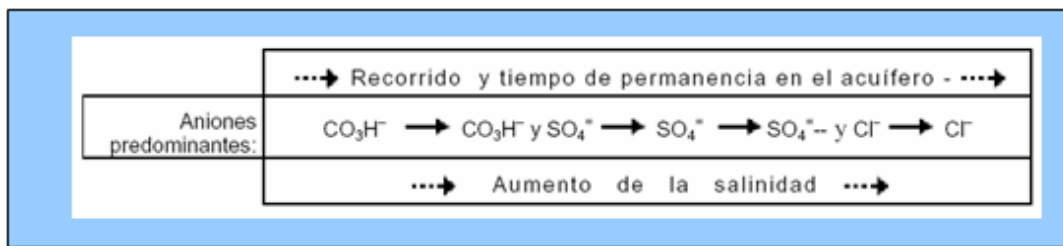


Figura 2. 2 Secuencia de Chevotareb

Fuente: F. Javier Sánchez San Román--Dpto. Geología--Univ. Salamanca (España)

En la composición catiónica la secuencia análoga sería: $\text{Ca}^{2+} \rightarrow \text{Mg}^{2+} \rightarrow \text{Na}^+$, pero no es tan clara y es mayor el número de excepciones. Esta secuencia se debe a dos causas: **solubilidad** y **abundancia** de las distintas sales en el subsuelo. El agua disuelve los minerales (si tiene tiempo suficiente para ello) hasta que se alcanza el tope marcado por la constante de equilibrio correspondiente, ya no disolverá más ese mineral, continuará disolviendo otros minerales con una constante más elevada hasta que de nuevo se alcance el equilibrio, y así sucesivamente.

La solubilidad de los carbonatos es mucho más baja que la de los sulfatos, que a su vez, son menos solubles que los cloruros. Por tanto, primero se alcanza el tope para los bicarbonatos, después para los sulfatos, y finalmente para los cloruros. El segundo factor citado, la abundancia, se refiere a la diferente probabilidad que existe de que un agua encuentre minerales que le

aporten bicarbonatos, sulfatos o cloruros. Si un agua estuviera en contacto simultáneamente desde su infiltración con minerales que le aportaran todos estos iones, las aguas serían cloruradas, puesto que son las sales más solubles. Pero en la realidad, la disponibilidad de las distintas sales es así: siempre existe un aporte de bicarbonatos, en segundo lugar los yesos (sulfato cálcico) son relativamente frecuentes en series sedimentarias y finalmente, las sales cloruradas son las menos abundantes.

La secuencia de Chevotareb nos hace pensar en un proceso lineal: el agua al principio de su viaje es bicarbonatada; a medio viaje, sulfatada; al final, clorurada. Aunque esto es cierto para una gota de agua determinada, la distribución de la geoquímica del agua en el subsuelo de una región está mejor descrita por el esquema trazado por Domenico. En las grandes cuencas sedimentarias, se distinguen tres zonas en profundidad:

- Una zona superior, con flujo activo, generalmente con recorridos cortos y tiempos de permanencia de años o decenas de años. Aguas bicarbonatadas y poco salinas.
- Una zona intermedia, con flujo menos activo, recorridos más largos y tiempos de permanencia de cientos a miles de años. Aguas más salinas y el anión predominante será el sulfato.
- Una zona inferior, con flujo muy lento, cuando no estancado, largos recorridos y tiempos de miles a millones de años. La salinidad es elevada y el agua es clorurada.

Esto explica que en una misma área pueden extraerse aguas de composiciones muy distintas aunque la litología sea relativamente homogénea, en la figura 2.3 se

observa que el sondeo A capta un flujo regional mientras que el sondeo B intercepta un flujo local, de modo que su química puede ser muy diferente.

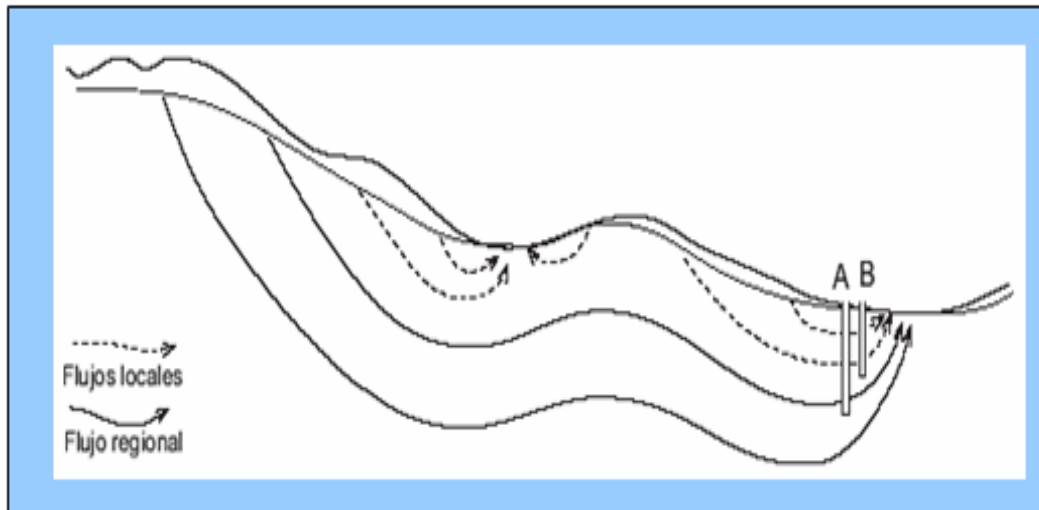


Figura 2.3 Distintos tipos de flujo en una misma área.

Fuente: F. Javier Sánchez San Román--Dpto. Geología--Univ. Salamanca (España)

2.2.3 INTERPRETACIÓN GEOQUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN⁸

Métodos de clasificación específicos son usados para caracterizar la composición química del agua subterránea. Metodologías numéricas y gráficas ayudan a identificar el tipo de agua dominante así como entender diferencias y procesos durante el ciclo hidrológico. Para un mejor entendimiento de la interacción entre el agua subterránea y los materiales del acuífero, se muestran las diferentes técnicas para encontrar los componentes del agua. Las técnicas comúnmente usadas para reportar los análisis químicos de aguas naturales son:

Diagramas de Piper

También conocidos como Diagramas Triangulares son ideales para representar tres componentes (aniones y/o cationes) en forma simultánea. El diagrama combina tres campos de dibujo: dos triangulares abajo, a la izquierda y a la derecha y en medio hay un rombo. En el triángulo izquierdo van los tres grupos de cationes (Ca, Mg y Na) y en el de la derecha, los tres grupos de aniones (HCO_3 , SO_4 , Cl), dibujados en cada vértice. El rombo central muestra todas las características químicas del agua; en él se indica la composición relativa del agua en términos de los cationes y aniones, que corresponden a los cuatro vértices del rombo. Este diagrama además de brindar una interpretación gráfica para las aguas químicamente semejantes, permite proponer mezclas ocurridas entre cuerpos diferentes, pueden clasificarse por su ubicación en el diagrama según el siguiente esquema:

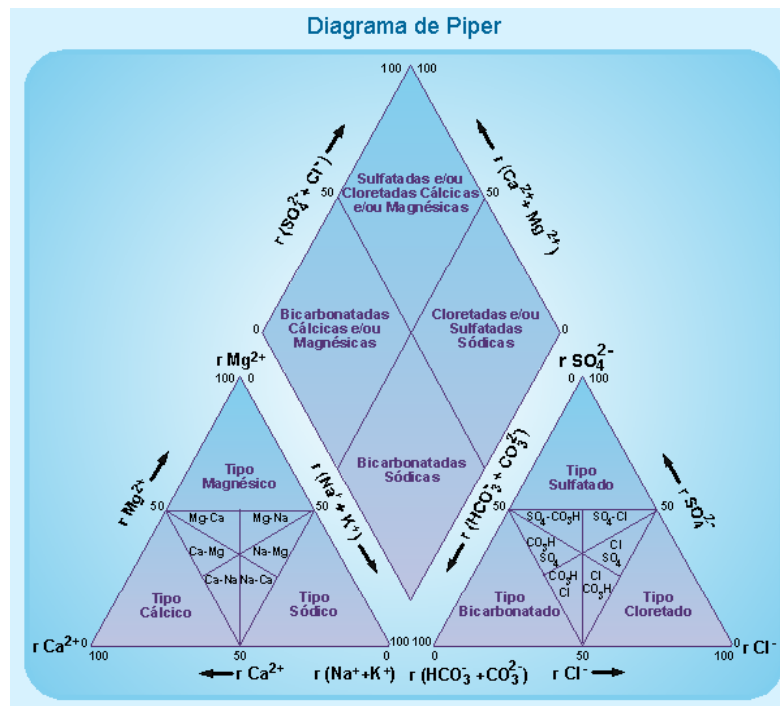


Figura 2. 4 Diagrama de Piper.⁹

Diagramas de Stiff

Los Diagramas de Stiff o Poligonales representan los resultados de los análisis químicos, se utilizan para diferenciar las aguas de formación de acuerdo a un origen: connato o meteórico. Se basa en la construcción de poligonales a partir de concentración de aniones (hacia la derecha) y cationes (hacia la izquierda) en semirrectas paralelas, sobre cada semirrecta se toma un solo ión. El valor de concentración se expresa en miliequivalentes por litro (meq/l). La forma de las figuras resultantes da idea del tipo de agua (ver figura 2.5).

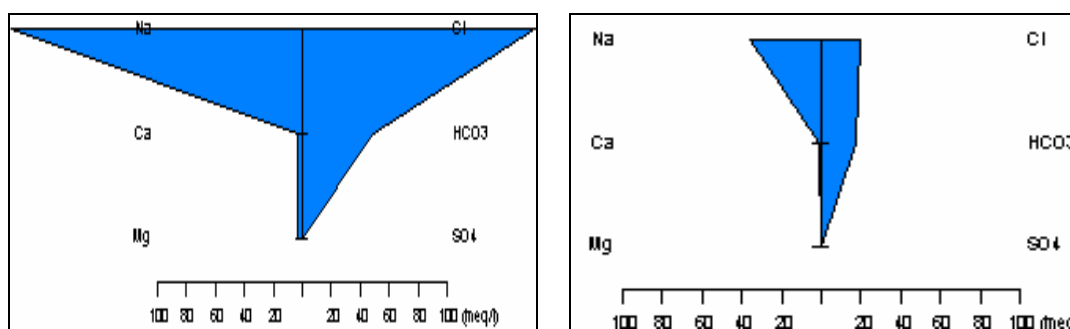


Figura 2.5 Diagramas de Stiff del agua fósil y meteórica, respectivamente.

2.3 TIPOS DE AGUA DE FORMACIÓN PRESENTES EN EL CAMPO¹⁰.

Tres familias de agua fueron encontradas en el campo:

2.3.1 Familia de aguas fósiles.

Son aquellas que fueron depositadas con los sedimentos y subsecuentemente modificadas por las interacciones agua-roca. Estas pueden haber sido de origen marino o no marino. Presentan las siguientes características químicas:

- Alto contenido de cloruros ($Cl^- > 4000$ mg/l o ppm).
- Alto contenido de sodio ($Na^+ > 3000$ mg/l o ppm) y Sólidos disueltos totales (TDS > 10000 mg/l o ppm).
- Salina y con baja concentración de carbonatos y sulfatos.
- El principal anión presente en este tipo de agua es el cloruro Cl^- , Sulín estableció para el agua fósil la siguiente relación: $Cl^- \approx Na^+ - Ca^{+2} + Mg^{+2}$ (Cuando $Na/Cl < 1$)

En la tabla N° 2.1 se pueden observar los valores característicos de un conjunto de muestras de agua fósil de distintos campos existentes en la Cuenca Oriental de Venezuela y en la figura 2.6 los diagramas de Stiff de la misma.

Tabla 2. 1 Característica del agua fósil en la Cuenca Oriental de Venezuela

Campo	Muestra	Cl (meq/L)	HCO3(meq/L)	SO4 (meq/L)	Na (meq/L)	Ca (meq/L)	Mg (meq/L)	K (meq/L)
Melones	MM-497	480	3.5	0.64	430	7.9	2.1	8.7
Oritupano	ORM-59	530	12	1.6	460	4.1	3.4	6.7
Adas	ADM-312	550	13	0.58	460	2.1	2.1	6.9
Morichal	MPG-99	410	14	0.58	360	4.3	3.4	8.1
Jobo	JOA-49	490	13	0.64	460	4.4	4	8.1
Jobo	JOA-67	440	18	0.58	360	1.9	2.1	7.6
Jobo	JOA-45	410	9.5	0.61	350	2.3	1.9	7.9
Guara E.	GG-102	590	11	0.58	550	6.7	2.9	2.4
Elotes	ES-38	570	16	0.58	470	4.9	1.3	1.7
Elotes	ES-305	490	20	0.7	430	2.8	2.4	1.3
Campo	Muestra	Cl (mg/L)	HCO3(mg/L)	SO4 (mg/L)	Na (mg/L)	Ca (mg/L)	Mg (mg/L)	K (mg/L)
Melones	MM-497	17021	214	30.7	9890	158.3	25.5	340
Oritupano	ORM-59	18794	732	76.8	10580	82.2	41.3	262
Adas	ADM-312	19503	793	27.9	10580	42.1	25.5	270
Morichal	MPG-99	14539	854	27.9	8280	86.2	41.3	317
Jobo	JOA-49	17375	793	30.7	10580	88.2	48.6	317
Jobo	JOA-67	15602	1098	27.9	8280	38.1	25.5	309
Jobo	JOA-45	14539	580	29.3	8050	46.1	23.1	309
Guara E.	GG-102	20921	671	27.9	12650	134.3	35.3	94
Elotes	ES-38	20212	976	27.9	10810	98.2	15.8	66
Elotes	ES-305	17375	1220	33.6	9890	56.1	29.2	51

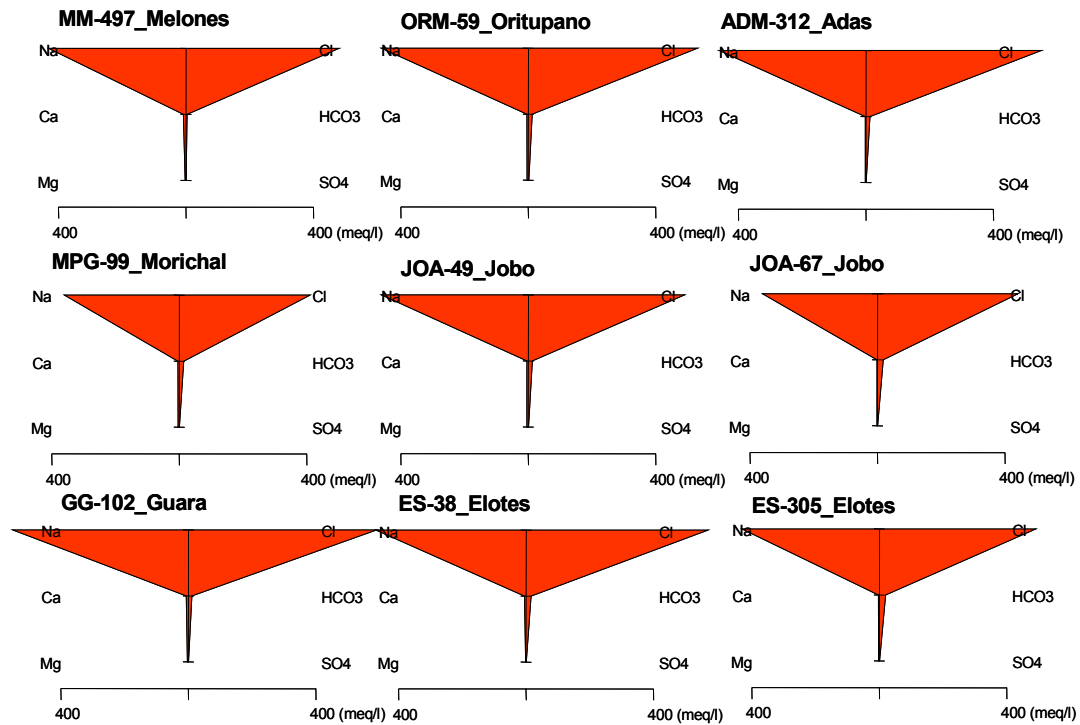


Figura 2. 6 Diagramas de Stiff para muestras de agua fósil presentes en la Cuenca Oriental de Venezuela.

2.3.2 Familia de aguas meteóricas.

Se refiere a las aguas que estuvieron recientemente relacionadas a la circulación atmosférica. La edad de las aguas meteóricas es insignificante en comparación con la edad de las rocas que las contienen, y esto no es más que una pequeña parte del tiempo geológico.

Las características principales del agua meteórica en el campo son las siguientes:

- Predominación de HCO_3^{-2} sobre el Cl^- .
- Ca y Na como cationes principales.
- Moderados valores de sólidos totales disueltos (1000 – 10000 mg/l).
- Baja Salinidad.

- $Na/Cl > 1$.
- La clasificación numérica de Sulin para este tipo de agua establece:

$$Na^+ \approx Cl^- + SO_4^{2-} + HCO_3^- \quad \text{donde } Na/Cl \gg 1$$

En la tabla N° 2.2 se pueden observar los valores característicos de un conjunto de muestras de agua fósil de distintos campos existentes en la Cuenca Oriental de Venezuela y en la figura N° 2.7 los diagramas de Stiff del agua fresca proveniente del área de Anaco y aguas meteóricas del área de Oficina, los diagramas naranja presentan un tipo de agua meteórica con pequeñas cantidades de agua fósil.

Tabla 2. 2 Características del agua meteórica en la Cuenca Oriental de Venezuela

Muestra	Cl (meq/L)	HCO3(meq/L)	SO4 (meq/L)	Na (meq/L)	Ca (meq/L)	Mg (meq/L)	K (meq/L)
AG-18	4.7	0.9	0.89	0.8	2.5	1.2	0.22
RG-84	0.24	1.1	0.89	0.31	0.21	0.07	0.04
RG-54	0.35	0.3	1	0.51	0.27	0.04	0.05
ZG-16	25	39	2.7	64	6	0	n.d.
ZG-303	46	58	11	110	1.7	0.13	0.1
YS-79	52	37	0.3	85	6	1	n.d.
YS-85	51	30	0.3	76	2	6	n.d.
SG-43	25	30	0.2	88	2	8	n.d.
RG-84	8.5	67.1	42.7	7.1	4.2	0.9	1.56
RG-54	12.4	18.3	48.0	11.7	5.4	0.5	1.955
ZG-16	889	2373	131	1464	126	5	n.d.
ZG-303	1631	3539	528	2530	34	2	3.91
YS-79	1811	2233	15	1955	36	125	n.d.
YS-85	1811	1830	15	1752	36	125	n.d.
SG-43	2020	1812	8	2011	40	97	n.d.
GG-613	2872	2318	32	3220	28	33	156.4

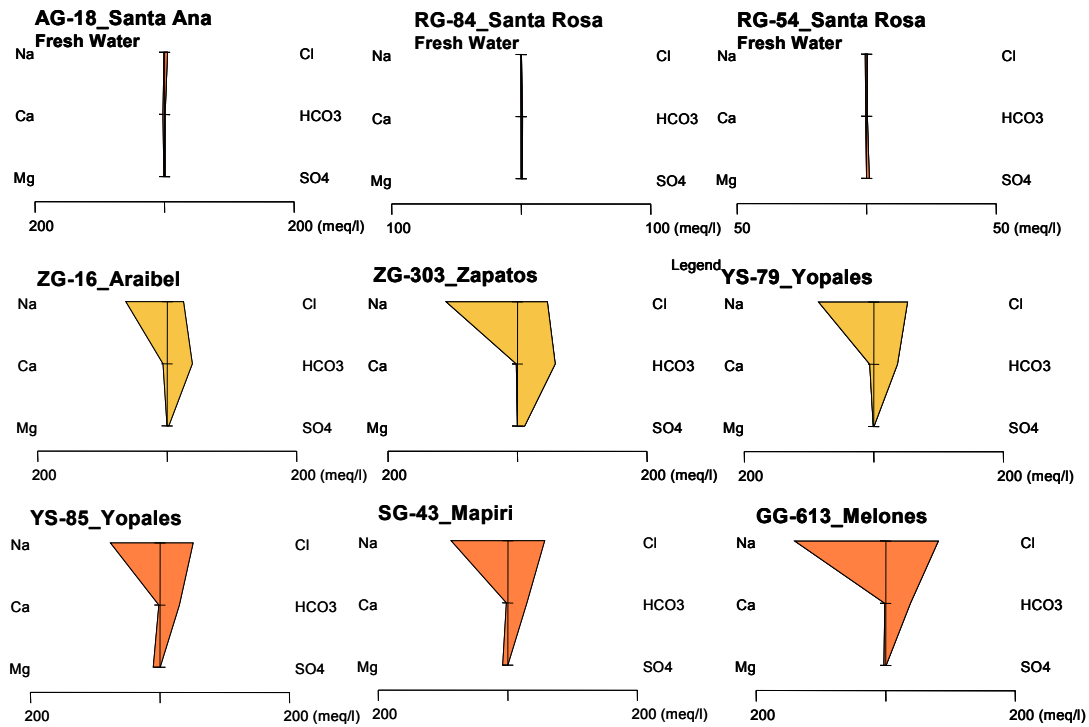


Figura 2. 7 Diagramas de Stiff para aguas frescas (AG-18 , RG-84 and RG-54) y meteóricas

2.3.3 Familia de aguas mixtas.

Son una combinación de aguas fósiles y meteóricas. Su característica fundamental es que son ricas en Cl⁻ y HCO₃⁻. Davis (1964) propuso un esquema de clasificación del agua en los campos petroleros basado en la concentración total de sólidos disueltos (TDS), la cual es una medición relativa de la salinidad.

Tabla 2. 3 Esquema de Davis para la clasificación del agua en los campos petroleros basado en el TDS (mg/L=ppm).¹¹

Tipos de agua	Total de sólidos disueltos
Agua fresca	< 1000
Agua salobre	1000 - 10000
Agua salina	10000 - 100000
Salmuera	> 100000

2.4 DISTRIBUCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO¹⁰

El área asignada a Sincor está dividida en cinco zonas según la familia de aguas presentes (ver figura 2.8), las zonas son las siguientes:

Zona 1. Ubicada en el área sur del campo, se encuentra saturada con petróleo y el agua que contiene es fósil, la misma esta representada por las muestras obtenidas de dos pozos de la zona. El contenido de cloruros oscila en un rango entre 4460 y 5700 mg/l.

Zona 2. También ubicada en el área sur, esta zona se define como la Zona de transición, el agua característica es mixta y las muestras representativas presentan un contenido de cloruros entre 709 – 890 mg/l.

Zona 3. El agua encontrada aquí es meteórica con valores de cloruros de 483 mg/l.

Zona 4. Ubicada en el área norte, este acuífero esta constituido por agua meteórica con contenidos de cloruros que varían de 627-780 mg/L.

Zona 5. Esta zona se encuentra saturada con petróleo y agua fósil.

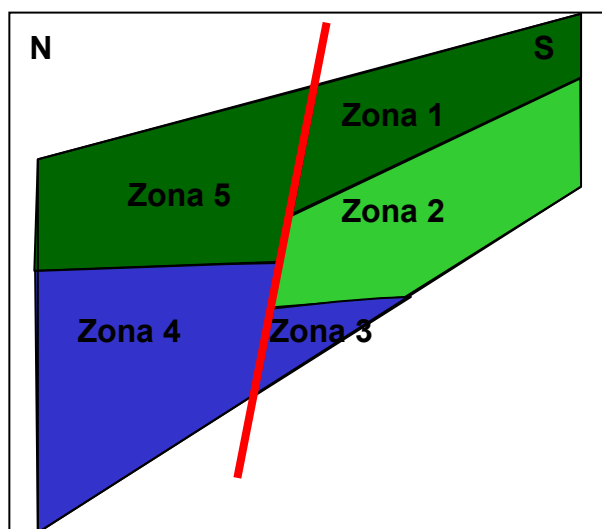


Figura 2. 8 Zonas de agua identificadas en el campo. Fuente: Sincor

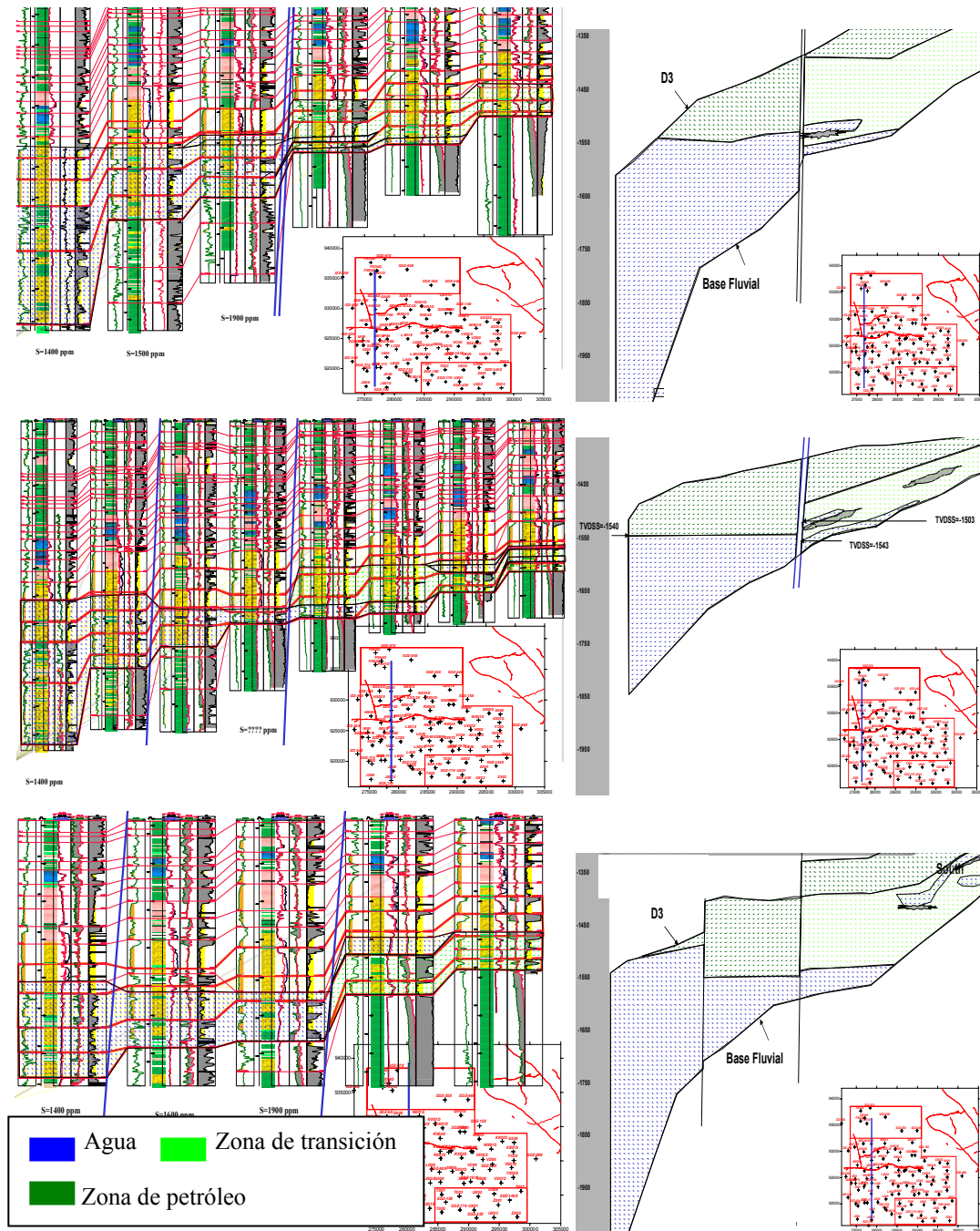


Figura 2. 9 Distribución de fluidos en el campo. Fuente: Sincor, 2006.

2.5 GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO

Son gráficos que permiten detectar de manera rápida las distintas formas en las que el agua puede ingresar al pozo, con la finalidad de identificar el origen o procedencia de la misma y determinar si la producción de agua se debe a condiciones propias del yacimiento o a fenómenos existentes en las cercanías del pozo.

2.5.1 Metodología de Chan¹¹

Esta metodología consiste en una serie de gráficos que fueron generados por Chan mediante estudios de simulación numérica de yacimientos, los modelos numéricos desarrollados tanto para canalización, como para conificación usaron los mismos datos PVT, distribución de porosidad y permeabilidad, saturaciones y condiciones iniciales, la única diferencia estuvo en la geometría del flujo simulado. Para conificación, Chan definió un acuífero en los estratos inferiores, mientras que para la canalización, este acuífero fue eliminado, en este caso fue simulado un avance periférico del agua. Posteriormente, graficó la relación agua-petróleo (RAP) y la derivada de la misma (RAP') versus tiempo, en un formato log-log, tres períodos en el desarrollo de esta curva fueron discernidos por Chan.

En un primer tiempo, una porción horizontal de la curva, que depende de la saturación inicial de agua y su distribución en los estratos, así como la distribución de las permeabilidades relativas. La longitud de este período esta dado por el mecanismo de producción de agua y su final esta marcado por el cambio del valor constante. Para la conificación, el tiempo de salida es generalmente corto, dependiendo de varios parámetros pero predominante del radio de permeabilidad vertical-horizontal, tasa del influjo de agua, funciones de permeabilidad relativa y distancia entre el contacto agua-petróleo y el intervalo del pozo más cercano al contacto. Físicamente, el tiempo de inicio de la conificación se refiere al tiempo en

el cual el cono llega al intervalo perforado. Para canalización, el tiempo de salida depende principalmente del espaciamiento del pozo, presión de producción, saturación de agua inicial, funciones de permeabilidad relativa, entre otros. Físicamente, el tiempo de salida de la curva de relación agua-petróleo (RAP) para canalización corresponde a la irrupción del agua de un estrato de mayor permeabilidad.

En el segundo período de tiempo observó el incremento de la relación agua-petróleo con el tiempo. La tasa de incremento es diferente para las distintas formas de entrada del agua a los pozos. Para la conificación, el incremento de la RAP es relativamente lento y gradualmente se aproxima a un valor constante al final de este período. Durante este tiempo, el cono no solo crece verticalmente también se expande radialmente. Para canalización, el agua producida incrementa muy rápidamente. La pendiente de la curva RAP depende de las funciones de permeabilidad relativa y las condiciones iniciales de saturación. Al final de este segundo período, el incremento de RAP podría disminuir e iniciar un período de transición. Este corresponde a la declinación del primer estrato que irrumpió y el final de este período de transición estaría dado por un nuevo aumento de la RAP, como consecuencia de la irrupción de otro estrato con una conductividad inferior al primero. Los cambios de la RAP durante la transición podrían ser afectados por el flujo cruzado en los estratos y las presiones capilares.

En el tercer período de tiempo, Chan observó para la conificación, la formación de un cono pseudo-estable. El pozo produce principalmente agua del acuífero y se transforma en un canal de alta conductividad de agua. Para la canalización, el incremento de la RAP continua a la misma tasa que traía antes del tiempo de transición.

Las diferentes tendencias encontradas según el mecanismo de invasión de agua simulado, fueron clasificadas de la forma siguiente:

Conificación.

La conificación de agua es la deformación del contacto agua-petróleo, como consecuencia de permeabilidades verticales superiores a las horizontales, pozo completado cerca del contacto agua-petróleo y/o diferenciales de presión capaces de lograr que el agua migre hacia el pozo. Ocurre en un régimen de flujo segregado con una clara interfase entre las zonas de agua y petróleo y es causado por la interacción entre las fuerzas de gravedad y las fuerzas de desplazamiento¹². En la figura 2.10 se observa el gráfico con las curvas RAP y RAP' versus tiempo, donde las tendencias de las curvas son características de una invasión de agua como consecuencia de una conificación.

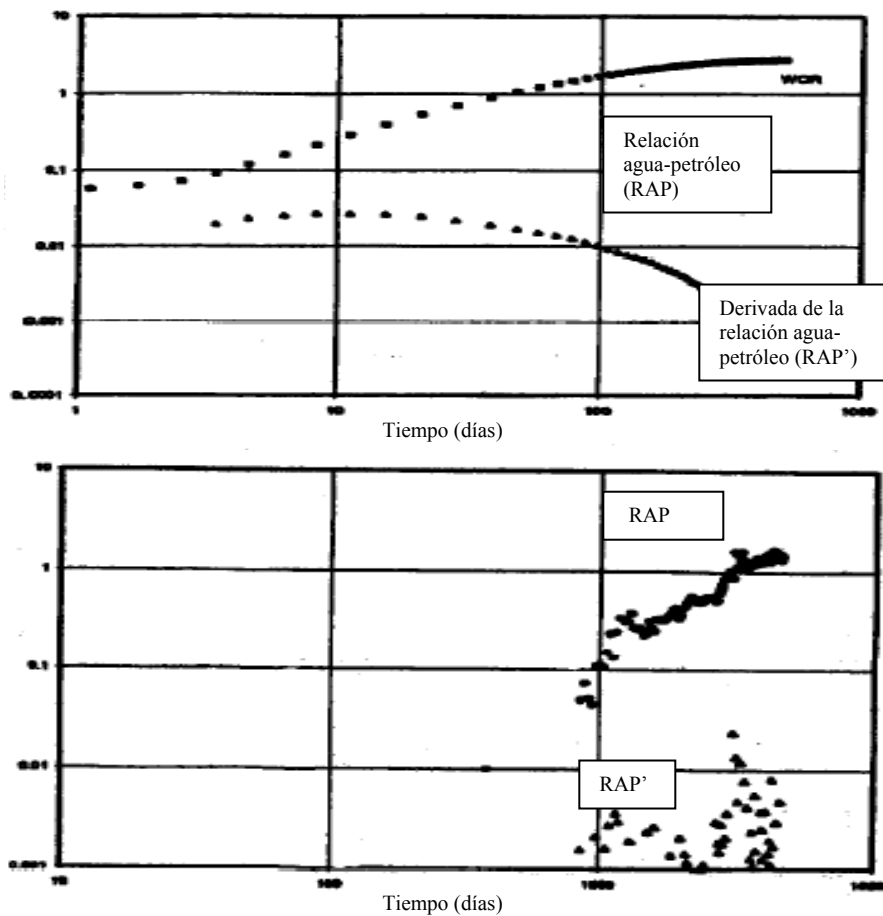


Figura 2. 10 Gráfico de conificación y ejemplo, repectivamente. Fuente: Chan¹⁰

Canalización o Adedamiento.

Este fenómeno se produce cuando un fluido de menor viscosidad desplaza a uno de mayor viscosidad. En ese caso la interfase adquiere perturbaciones ondulatorias debido a que el de menor viscosidad tiende a avanzar con una mayor velocidad, lo que origina perturbaciones en la interfase, adquiriendo esta forma de guante. Se sabe, experimentalmente, que el fenómeno es más notorio cuando mayor es la razón entre las viscosidades de ambos fluidos y que las perturbaciones tenderán a ser estabilizadas por la tensión interfacial, la que hará que la superficie de la interfase tenga la menor área posible¹³. En la Figura 2.11 se observa un gráfico con las curvas de la RAP y RAP' características de la canalización del agua.

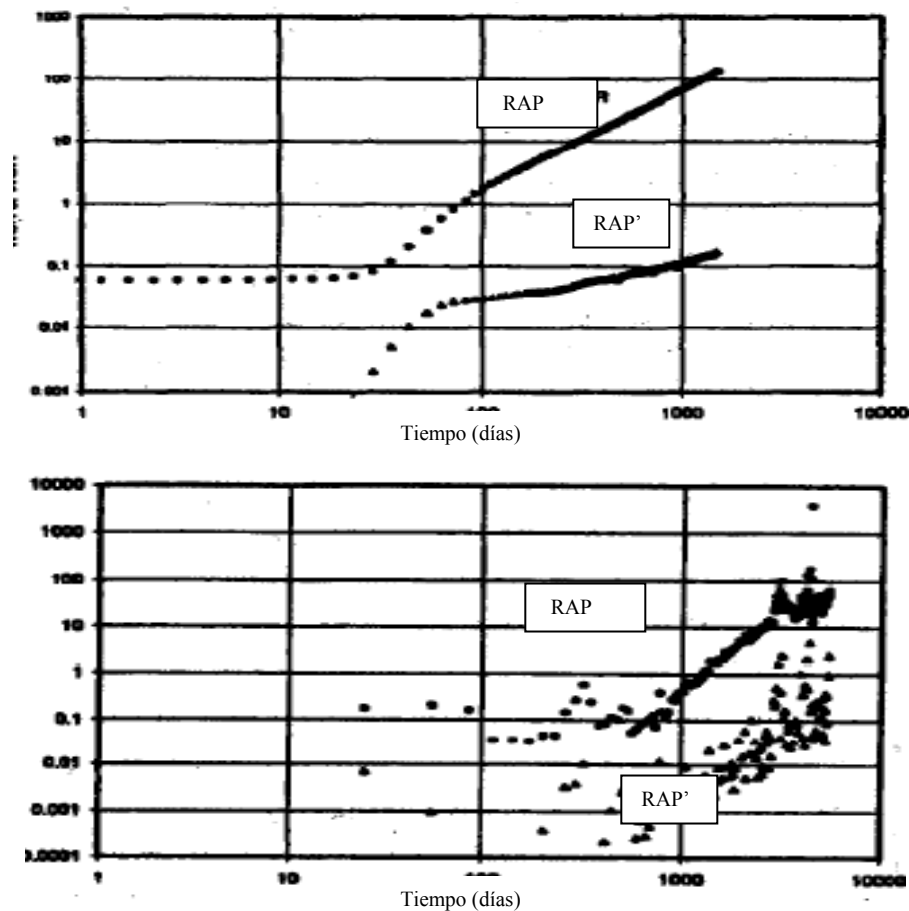


Figura 2. 11 Gráfico de canalización y ejemplo. Fuente: Chan

Cuando la fuente de agua es cercana a la terminación del pozo, esta se canaliza rápidamente y las pendientes de las curvas son más pronunciadas (ver figura N° 2.12)

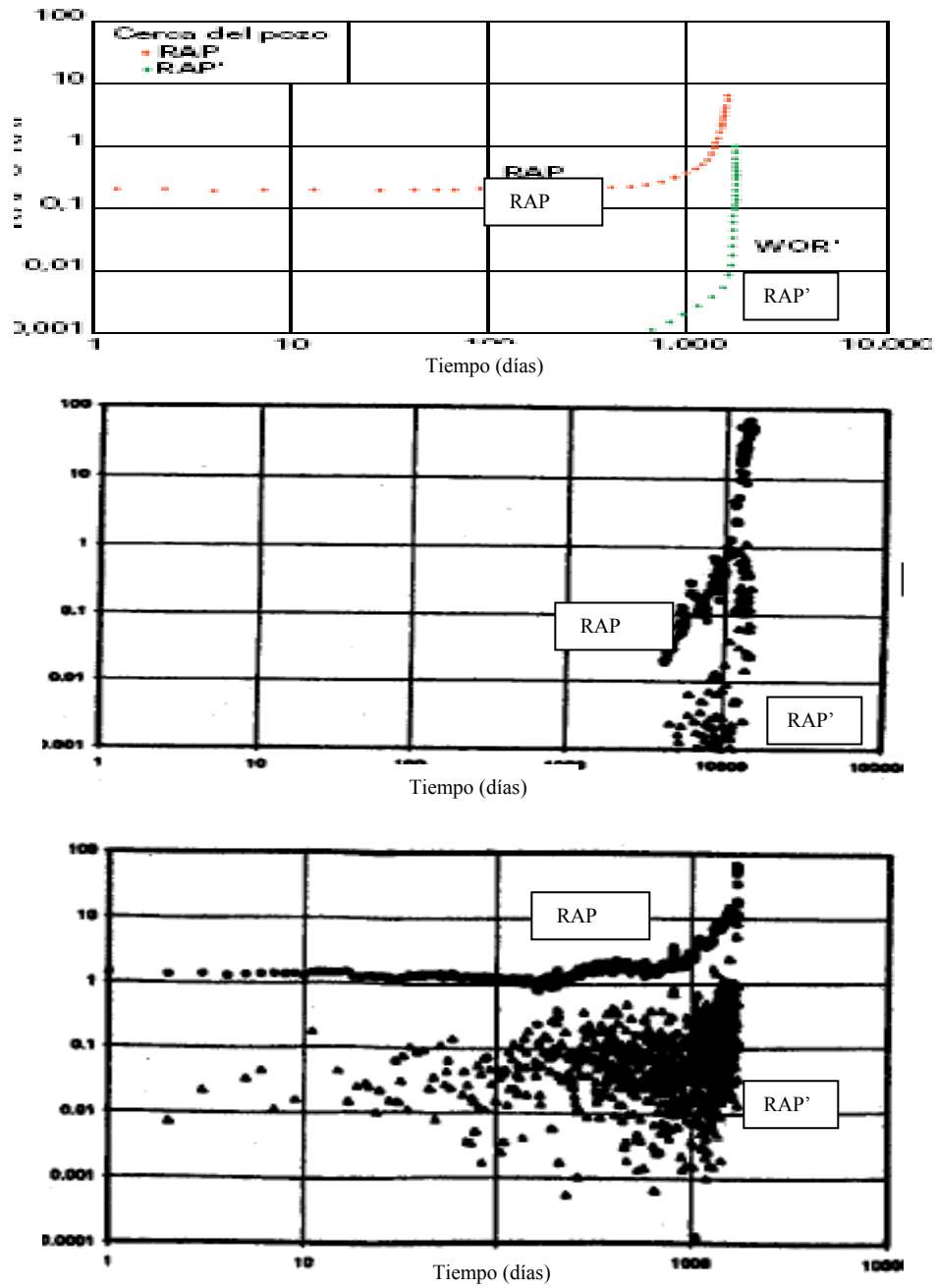


Figura 2. 12 Gráfico característico de una rápida canalización y ejemplos, respectivamente.
Fuente: Chan

Barrido Normal con alto corte de agua

También puede ocurrir, que en el yacimiento haya un barrido normal con alto corte en la producción de agua. En la figura 2.13, se observa el comportamiento de las curvas bajo este mecanismo de desplazamiento.

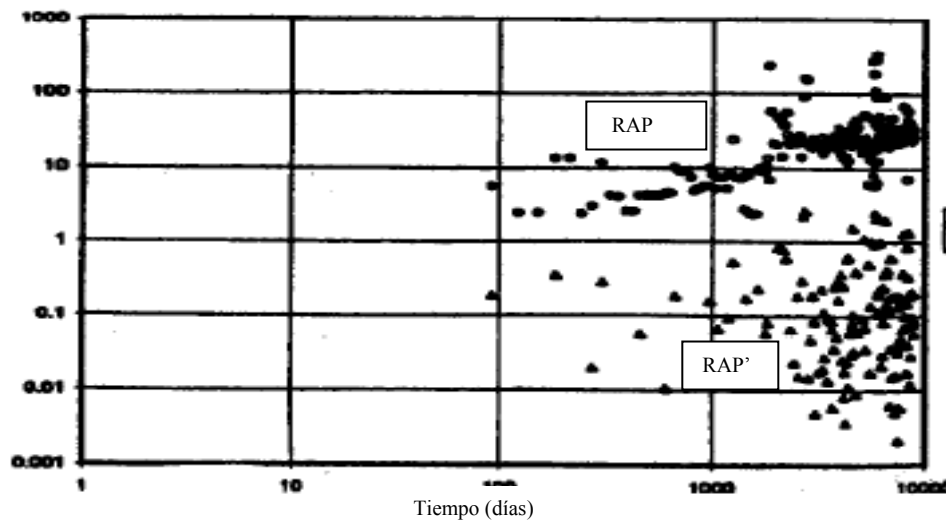


Figura 2.13 Gráfico de barrido normal con alto corte de agua

El uso de estos gráficos es muy útil pero no deben utilizarse como única herramienta de análisis, sino debe complementarse con información de historia de producción de pozos, geología, petrofísica, etc., ya que es un riesgo generar conclusiones con sólo la interpretación de estos gráficos dado a que en muchos casos problemas de canalización son interpretados como conificación, y viceversa¹⁴. También cabe destacar que dicha herramienta fue creada con información proveniente de pozos verticales y propiedades de rocas y fluidos diferentes a las encontradas en el área de estudio.

2.5.2 Metodología de Luis Ramos¹⁵

Es una metodología alternativa a las curvas de Chan, pero basado en el mismo criterio, el cual ajusta los datos dispersos de la derivada de RAP. Esto se logra, ya que el agua producida acumulada, W_p , esta relacionada con el petróleo producido acumulado, N_p . Una derivada de esta función contra N_p genera una función más sencilla de la RAP, que se puede derivar con respecto al tiempo.

Para un período de tiempo, las producciones acumuladas de petróleo y agua son definidas como:

$$\text{Para el petróleo producido: } N_p = \int_{t_{Bt}}^t qt(1 - f_w)dt \quad (1)$$

$$\text{Para el agua producida: } W_p = \int_{t_{Bt}}^t qt \cdot f_w \cdot dt \quad (2)$$

Donde:

N_p = petróleo producido acumulado

W_p = agua producida acumulada

Q_t = tasa total o tasa de líquido

F_w = flujo fraccional de agua

T = tiempo

$$\text{Despejando (1), } qt \frac{dt}{dN_p} = \frac{1}{1 - f_w} \quad (3)$$

$$\text{Y, } W_p = \int_{t_{Bt}}^t qt \cdot dt - N_p \quad (4)$$

Por lo tanto, la derivada del agua producida acumulada con respecto al petróleo producido genera una RAP, como

$$\frac{dW_p}{dN_p} = \frac{d\left(\int qt \cdot dt - N_p\right)}{dN_p} = \frac{1}{1 - f_w} - 1 = RAP \quad (5)$$

Si la RAP se puede representar como una función potencial del tiempo. Así,

$$\frac{dW_p}{dN_p} = RAP = a \cdot t^n \quad (6)$$

Donde,

n = Define el exponente diferentemente para conificación o canalización.

Siguiendo la ecuación anterior:

$$dW_p = a \left(\frac{N_p}{q_{av}} \right)^n dN_p \quad (7)$$

Integrando la ecuación anterior, da como resultado que la producción de agua acumulada es una función potencial del petróleo producido acumulado. Una derivada de esta función contra N_p resulta una ecuación más sencilla de RAP que puede ser derivada después con respecto al tiempo. Esta aproximación elimina la dispersión del comportamiento de la derivada de la RAP y permite el reconocimiento más fácil del diagrama. El procedimiento siguiente se plantea para distinguir la conificación de agua de la canalización:

1. Graficar el agua acumulada (W_p) contra producción de petróleo acumulada (N_p).
2. Usando el procedimiento de la curva estimada, encuentre una ecuación potencial de W_p como una función del petróleo producido en un tiempo post-irrupción ($N_p - N_{pBT}$). La producción de petróleo a partir del momento de la irrupción de agua puede también ser estimado en este paso. El valor puede ser calculado de la formula, que da el mas alto valor del coeficiente de correlación, R^2 .

$$Wp = \frac{a}{(n+1) \cdot q_{av}} (Np - Np_{(BT)})^{n+1}$$

Donde,

n = exponente que resulta de la adaptación del gráfico Wp vs. Np .

3. Calcule los valores de la RAP a partir de la derivada de la función potencial:

$$RAP = \frac{dWp}{dNp} = \frac{a}{q_{av}} \cdot (Np - Np_{(BT)})^n$$

4. Realice un gráfico de la RAP calculada vs. Tiempo en días a partir del momento de la irrupción de agua, nuevamente hacer un ajuste de tipo potencial y obtener la función $RAP(t-t_{BT})$, como sigue:

$$RAP = a'(t - t_{BT})^m$$

Donde,

m = exponente resultado de la curva ajustada de la RAP vs. Tiempo.

Teóricamente, para el caso de una tasa de producción constante, $m \cong n$, esto puede ser demostrado. Si m es menor que la unidad entonces el mecanismo de producción de agua es conificación; si m es mayor o igual a uno, entonces es la canalización la causa de la producción de agua. Si se deriva la ecuación $RAP(t-t_{BT})$ para obtener RAP' , se tiene que si m es mayor a 1 esta derivada será creciente en el tiempo y de acuerdo con Chan este comportamiento corresponde a una canalización. Por el contrario si este valor es menor a 1, la derivada será decreciente, lo que correspondería con una conificación según Chan.

3.1.2 ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO

A gran escala, la dinámica de la faja corresponde a una tectónica de fallas normales sin evidenciar plegamientos definidos. En promedio los saltos verticales de las fallas no exceden los 200 pies, y persisten el tipo tensional normales, ya sean sintéticas o antitéticas. El área bajo estudio, se encuentra sobre un monoclinal con rumbo este-oeste y un buzamiento muy suave al nor-noreste. La interpretación sísmica ha permitido inferir fallas que involucran al basamento pre-cámbrico y en menor grado a la sección miocena (ver figura 3.2).

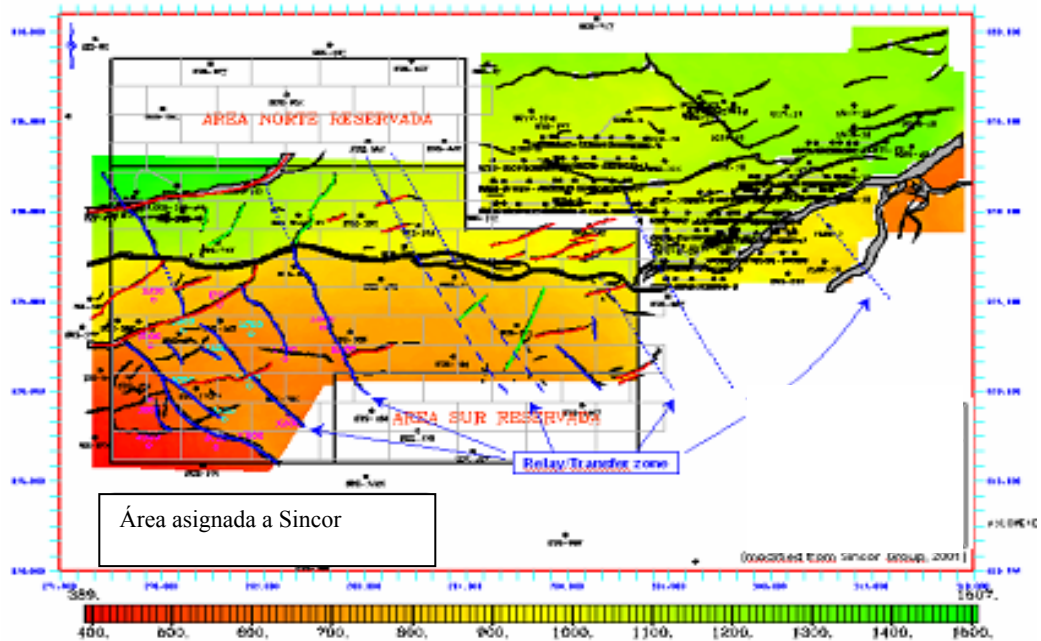


Figura 3. 2 Mapa Estructural (tendencia) del área SINCOR / Basamento PETROZUATA.

Fuente: Sincor, 2004

3.1.3 ESTRATIGRAFÍA

La sección sedimentaria presente en el área asignada corresponde a sedimentos desde el Paleozoico hasta el Reciente. Las rocas sedimentarias suprayacen a un complejo de rocas Igneo-Metamórficas pertenecientes al escudo de Guayana de

edad Precámbrica. Descansan en contacto discordante sobre el Basamento las areniscas de la Formación Hato Viejo del Paleozoico. Inmediatamente por encima de esta unidad yace concordante la Formación Carrizal.

La Formación Oficina esta presente en toda el área de Zuata. Litoestratigráficamente se divide en una parte superior lutítica, con abundantes capas de lignitos intercalados entre las lutitas, de color marrón a negro (Oficina Superior), una parte media con mayor contenido arenoso donde se encuentran acuíferos de agua dulce (Oficina Media) y una parte inferior arenosa, la cual representa el intervalo petrolífero productor en el área de Zuata, esto es Oficina Inferior, el cual ha sido subdividido en pequeños intervalos: de A a G.

En el área de estudio, el intervalo productor de hidrocarburos o yacimiento corresponde al Miembro Inferior de la Formación Oficina. El intervalo se encuentra presente en toda el área. Sin embargo, su tope solamente se encuentra preservado hacia la esquina Noreste del área, habiendo sufrido una erosión parcial de su parte superior, la cual alcanza niveles más profundos hacia el Sur y el Oeste.

3.1.4 AMBIENTE DE SEDIMENTACIÓN

Las arenas están separadas en varios cuerpos arenosos de diferentes características debido a la influencia predominante bajo la cual fueron depositadas; en general se dividen en A, B, C, D, E y F, y como se muestra en la figura 3.3, las arenas A y B pertenecen a la zona superior y fueron depositadas bajo un régimen deltaico, la arena C pertenece a la zona media o la zona deltaica inferior, mientras que las arenas D, E y F pertenecen a la zona inferior y fueron depositadas bajo un régimen fluvial². Para el área en estudio, el yacimiento más importante se ubica en la parte basal de la Formación Oficina, con la arenas fluviales llamadas D y E.

Son cuerpos lenticulares a gran escala (barras apiladas), con buena conexión lateralmente y muchas heterogeneidad, con dirección preferencial de sedimentación Suroeste-Noreste. Las lutitas que separan los cuerpos de arena sirven de barreras verticales que aísla dinámicamente el yacimiento, teniendo así yacimientos múltiples dentro del intervalo (D1, D2, D3, E1, E2).

Los principales depósitos de estas arenas están constituidos por sedimentos que se acumulan a partir de la actividad de los ríos y los procesos de deslizamiento por gravedad asociados, los clastos que conforman estos sistemas de canales son de diversos tamaños, sedimentándose de forma muy variada, dependiendo de la topografía, el clima y el origen del material que se transporta. En el área de estudio se pueden observar canales meandriiformes y entrelazados, en algunos casos con las arenas apiladas; no obstante la presencia de arcillas intercaladas es constante, incorporándole una gran heterogeneidad al yacimiento.

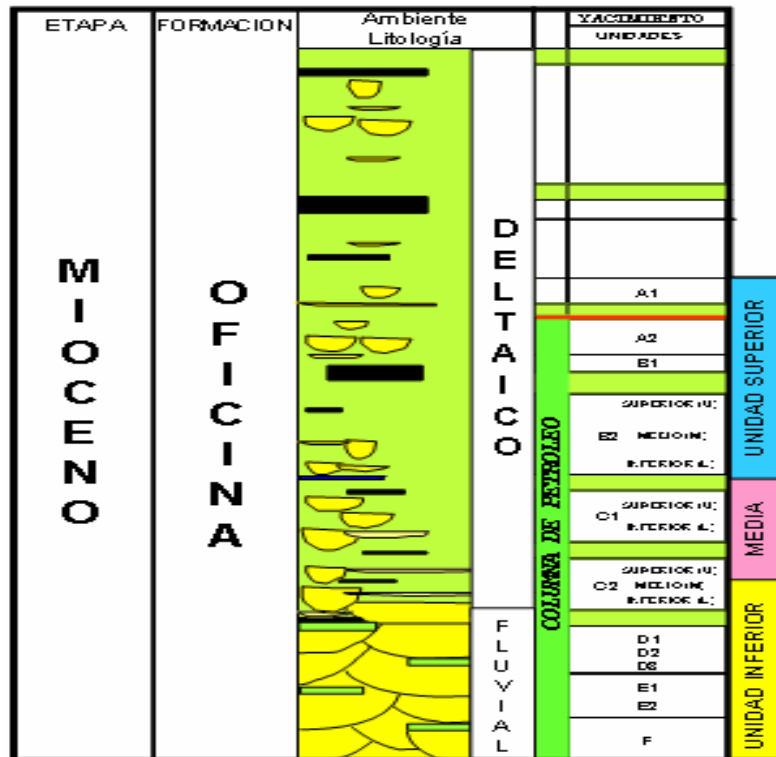


Figura 3.3 Estratigrafía de las arena de SINCOR. Fuente: Sincor, 2004

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS PERTENECIENTES AL ÁREA

Los factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan como se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos denominados pesados presentan retos de producción especial pero no insuperable.

Originalmente, cuando la roca generadora produce petróleo, éste no es pesado. El petróleo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado.

Las acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en el campo asignado a SINCOR son de petróleo extrapesado con una gravedad API que varía entre 7 y 9,5 °API, con una viscosidad promedio, a condiciones de yacimiento, de 2500 cp, un Rs de 62 PCN/BN y una presión de burbujeo de aproximadamente igual a la presión inicial del campo ($P_b = P_i$). Por su parte el yacimiento posee una porosidad promedio de 29%, con permeabilidades que varían entre los 5 y 40 darcys, debido a que son yacimientos de arenas poco consolidadas a no consolidadas. La presión del yacimiento es de aproximadamente 609 lpc a 1400 ft y se encuentra a una temperatura promedio de 120 °F¹.

CAPITULO IV

METODOLOGIA

PASO 1: RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Esta etapa fue definida en dos fases, la investigación documental y la investigación del área de estudio.

(a) *Investigación Documental*. El objetivo de esta fase, fue elaborar un marco teórico conceptual con la finalidad de formar el cuerpo de ideas sobre los modelos numéricos y analíticos como herramientas para complementar la caracterización dinámica del agua de formación del yacimiento. Para esto se revisaron documentos que registran este tipo de información, incluyendo libros, revistas, informes técnicos y tesis.

(b) *Investigación del área de estudio*. Se basó en la recopilación de la información existente relacionada con el campo y que era necesaria para el entendimiento de los objetivos propuestos. Esta información incluye mapas de topes de lutitas, mapas de espesores de arena, registros de pozos, historia de la producción de los pozos seleccionados para la investigación, etc.

PASO 2: FASES DE ESTUDIO

Luego de la recopilación de la información, la metodología de este trabajo se dividió en cinco fases, las cuales fueron desarrolladas de manera simultanea durante el estudio pues no guardaban relación directa entre si por lo que sus resultados son complementarios mas no dependientes.

Fase I. Elaboración del modelo estático de los cuerpos de agua presentes en el campo.

La interpretación de los datos de composición del agua producida puede beneficiar significativamente el entendimiento de la evolución de las aguas de formación para resolver detalles e identificar variaciones significativas⁵. En esta fase se elaboraron los diagramas de Stiff y los Gráficos de Piper para los diferentes cuerpos de agua presentes en el campo, esto se realizó con los datos físico-químicos existentes, con la finalidad de conocer el comportamiento o las características físico-químicas del agua fósil, de la zona de transición y del acuífero, y poder así, compararlos posteriormente con los diagramas del agua producida en los pozos, para identificar el origen del agua y rastrear el movimiento de la misma en el yacimiento. Determinar cual formación es la responsable de la producción del agua, comparando los datos geoquímicos del agua de formación con los datos del agua producida. Para la realización de estos gráficos y diagramas se seleccionaron muestras representativas de cada cuerpo de agua presente en el campo.

Fase 2. Ubicación del área de estudio y selección de los pozos para la aplicación de los modelos numéricos y analíticos.

El área de estudio esta constituida por yacimientos de arenas de ambiente deltaico y por arenas de ambiente fluvial. Este trabajo se limita a la unidad fluvial, debido a que esta suprayace al acuífero, de esta zona se seleccionó la porción del yacimiento que inició la producción de agua en el campo, la cual se encuentra al suroeste del mismo, específicamente las macollas A, B, C, D, F y L (ver figura 4.1.)

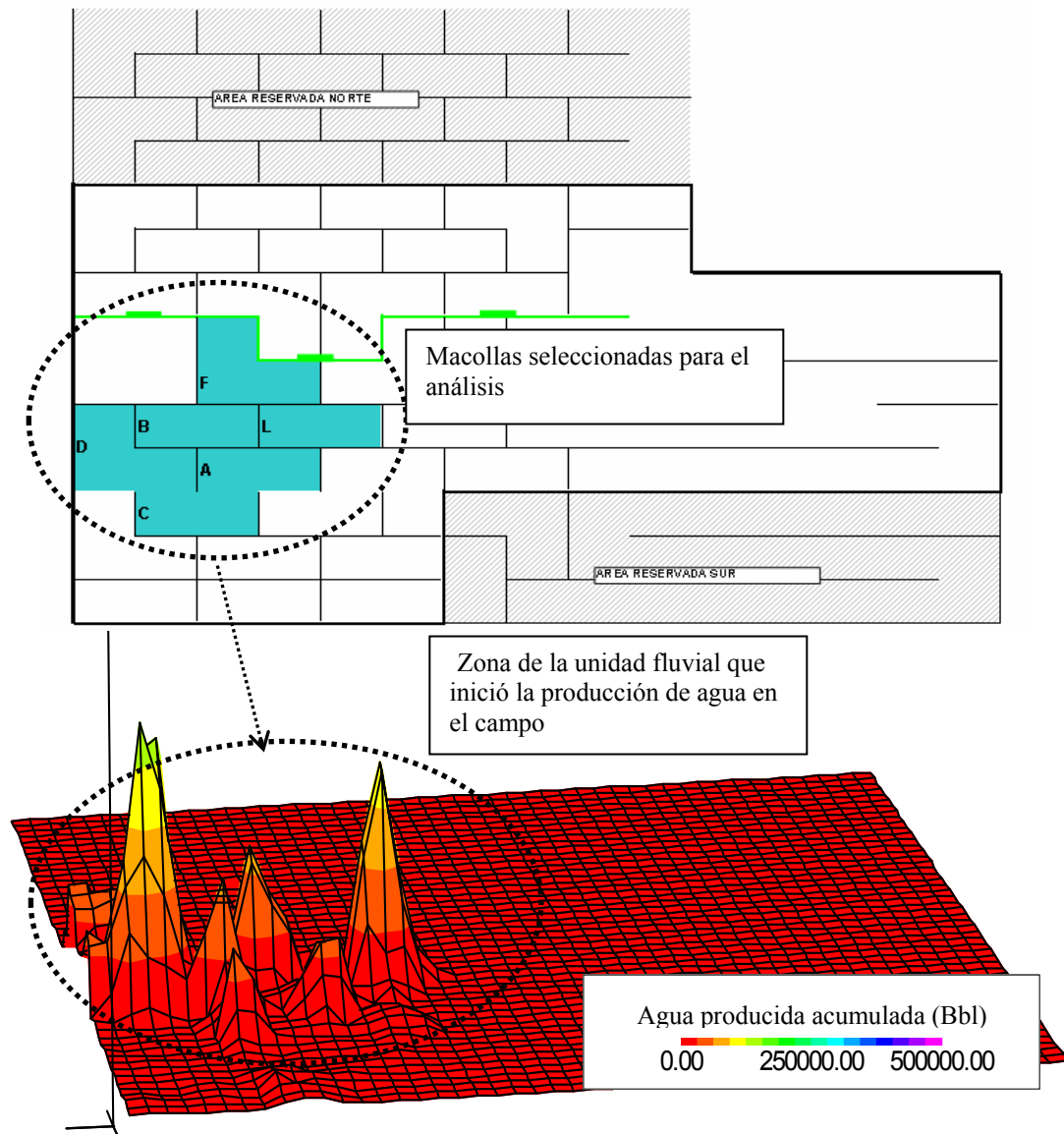


Figura 4.1 Ubicación de las macollas seleccionadas para el análisis, incluye solo los pozos completados en D1D2, D3 y E1 (Unidad Fluvial).

Luego, se graficó el agua producida acumulada versus el petróleo producido acumulado para todos los pozos de la unidad fluvial pertenecientes a las macollas anteriormente mencionadas, con la finalidad de seleccionar los pozos con producción significativa de agua (ver figura 4.2). A los cuales, posteriormente, se

les aplicaran las metodologías de Chan y Ramos, análisis físico-químico y análisis de cloruros.

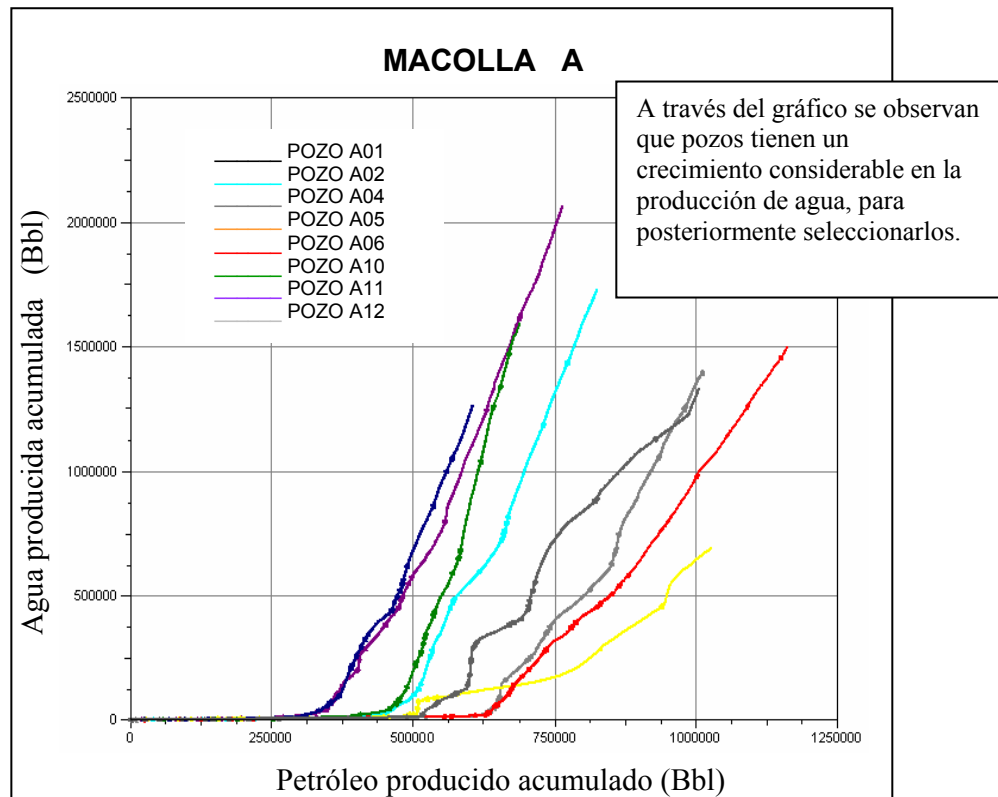


Figura 4. 2 Gráfico del agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla A

Fase 3. Análisis físico-químico y evaluación de la concentración del ión cloruro en el agua producida, en los pozos del área de estudio.

Se realizaron los Gráficos de Piper y los Diagramas de Stiff para las distintas muestras de los pozos que tienen datos físico-química del agua, a lo largo de su historia de producción. Posteriormente, se comparó ésta con los cuerpos de agua anteriormente definidos en el modelo estático, con la finalidad de identificar el origen del agua que se está produciendo, observando si la misma posee

características similares a las del agua fósil, la zona de transición o el acuífero. En la figura 4.3 se puede observar un ejemplo de los gráficos de Piper y Stiff para una muestra de agua del pozo 1, dicha muestra es comparada con los gráficos desarrollados en el modelo estático, al cotejarlas se percibe que tienen el mismo origen, debido a que comparten posiciones similares en el rombo y son equivalentes las tendencias en el diagrama de Stiff. Esta relación nos permite conocer la procedencia del agua que se produce en cada uno de los pozos.

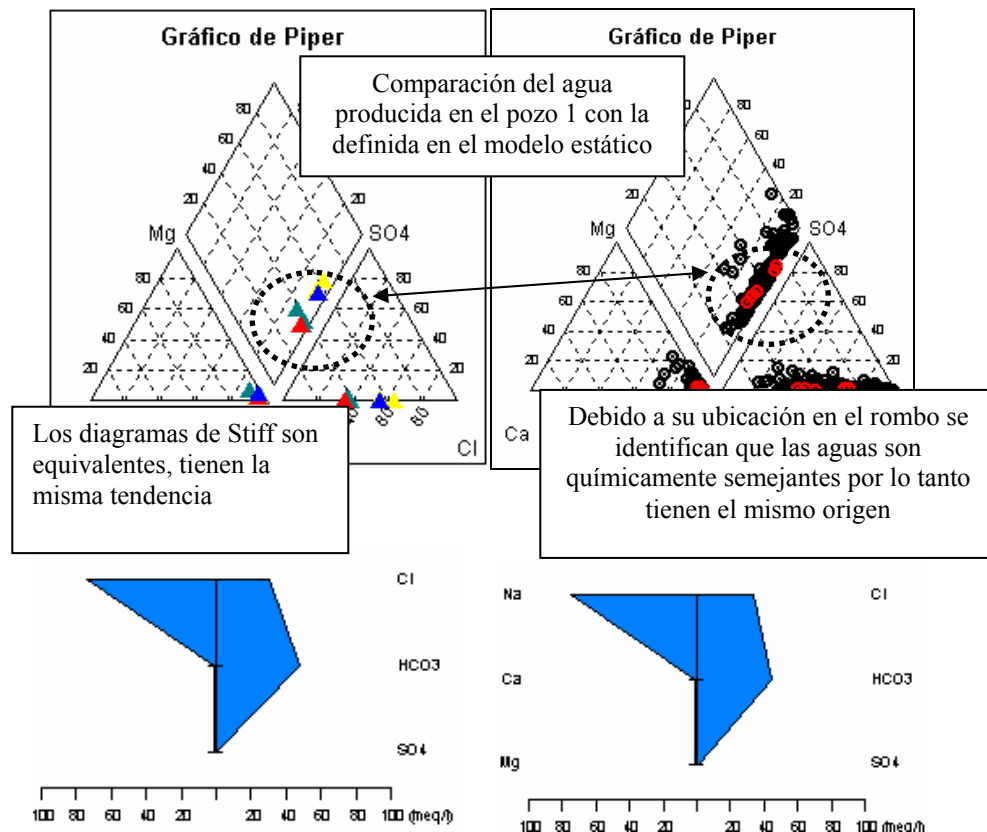


Figura 4.3 Comparación de los gráficos hidroquímicos entre el modelo estático y una muestra del pozo 1, respectivamente

También se elaboraron gráficos de los cloruros disueltos versus tiempo para cada pozo, con el propósito de analizar la evolución de la concentración del ión cloruro

en el tiempo, con el objeto de comprobar si el agua producida presentaba valores de cloruros semejantes a los encontrados en la zona de transición en esta área de estudio, entre 700-900 mg/l, como producto de su ingreso directo al pozo, o si por el contrario, esta llegaba con altos contenidos de cloruros como consecuencia del intercambio iónico con las sales presentes en el agua fósil, radicada en las zonas por las cuales se abren los canales. Lo cual indica que la cantidad de cloruros disueltos en el agua producida son proporcionales a la trayectoria recorrida por el agua desde la zona de transición hasta el pozo.

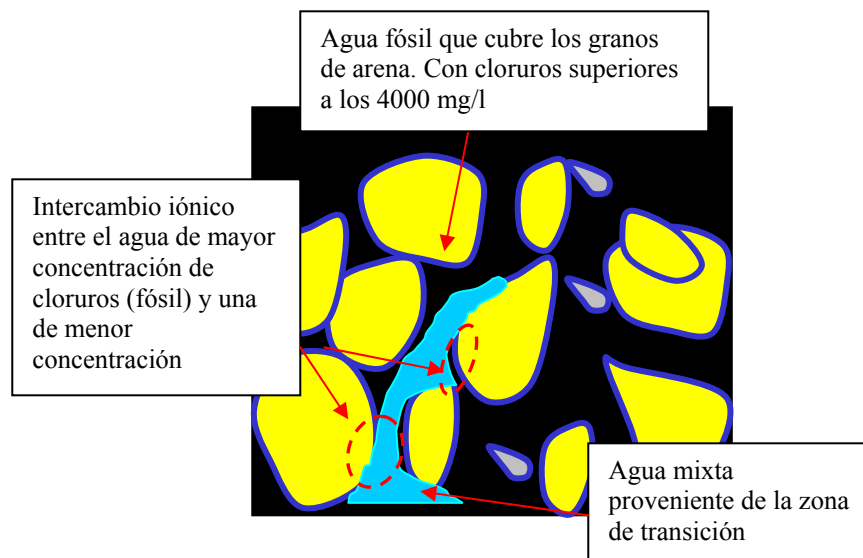


Figura 4.4 Intercambio iónico entre el agua fósil y mixta durante la formación de los canales

Fase 4. Metodología para determinar el origen de la producción de agua mediante la elaboración de gráficos diagnósticos

Para determinar el origen de la producción de agua se utilizaron dos metodologías, el Método de Chan y el Método de Luis Ramos. Los gráficos de Chan no sólo se utilizaron con la finalidad de conocer el mecanismo de entrada de agua a los pozos,

si no también para conocer si los canales formados tenían su origen cerca o lejos del pozo.

En la figura 4.5 se observan dos gráficos de Chan, uno en el cual el agua se canaliza de una fuente cercana y en el otro la canalización proviene de una fuente más distante en comparación con la primera, este fenómeno se puede distinguir a partir de la inclinación de las curvas, a mayor pendiente más cercana es la fuente, y viceversa.

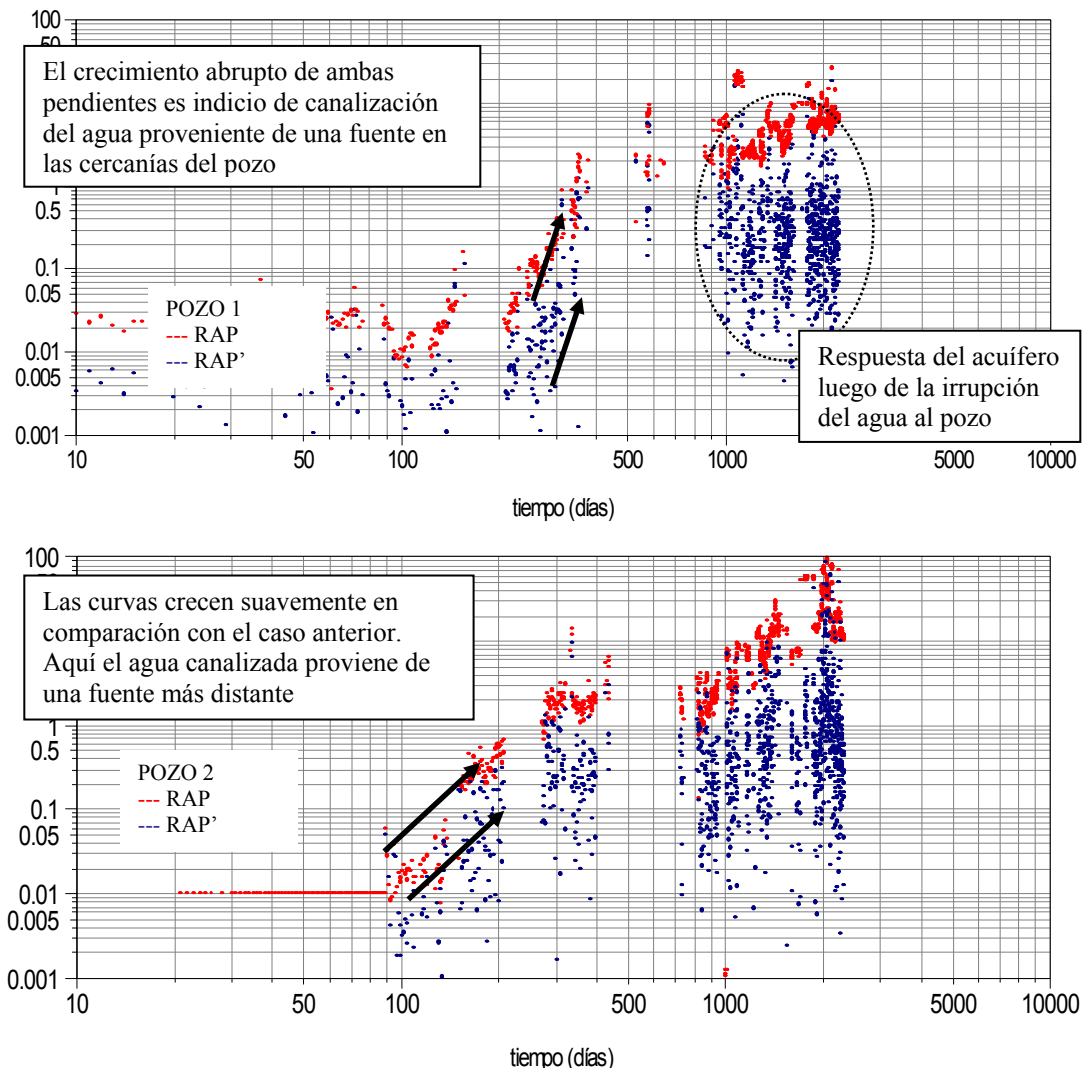


Figura 4.5 Comparación de las curvas de Chan, entre el agua canalizada de una fuente cercana y otra de una fuente distante

Para construir estos gráficos se utilizó el software Oilfield Manager® (OFM), ya que esta herramienta permite visualizar, relacionar y analizar datos de producción, petrofísicos y geológicos. Con esta información se crearon variables que fueran capaces de generar los gráficos correspondientes a la metodología de Chan¹⁶.

Luego de creadas las variables se generó el gráfico logarítmico, donde el eje “X” representó los días de producción acumulados y el eje “Y” las variables calculadas Daily.WOR y Daily.WOR’. Posterior a la creación de los gráficos se comparó cada una de las curvas obtenidas con las respuestas obtenidas por Chan en su metodología; para así poder identificar el origen de la producción excesiva de agua y su cercanía con el pozo.

Esta información se complementó con la obtenida del modelo estático y los análisis del agua, ya que es riesgoso realizar conclusiones respecto estos mecanismos sólo con estos gráficos de diagnósticos, debido a que estudios de simulación han demostrado que en muchos casos puede interpretarse una canalización como conificación, y viceversa¹⁴.

Método de Luis Ramos

Esta metodología al igual que Chan se utilizó para determinar los mecanismos de entrada de agua al pozo. La misma se realizó graficando los datos de agua producida acumulada (W_p) versus el petróleo producido acumulado (N_p) de cada pozo, para los períodos post-irrupción del agua, en los cuales los parámetros tales como presión de fondo, velocidad de la bomba, torque, presión de cabezal se mantenían constante, con la finalidad de asegurar que las variaciones en el corte de agua o en la tasa de agua y petróleo durante ese período no fueran consecuencia de algún cambio en los mismos, sino que corresponden a una respuesta del yacimiento.

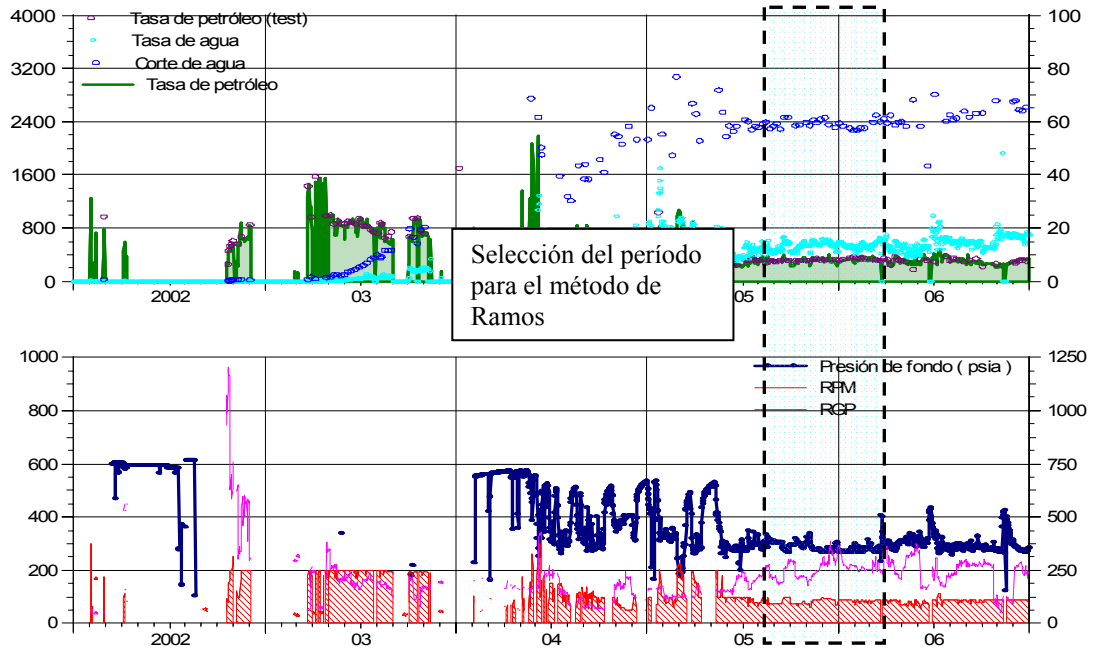


Figura 4. 6 Selección de los períodos de producción estables.

Una vez seleccionados los períodos de producción y graficados agua producida acumulada y petróleo producido acumulado, se ajustaron las curvas a una función potencial (ver figura 4.7). Estas funciones potenciales se derivaron, obteniéndose así la ecuación de la relación agua-petróleo (RAP) en función del petróleo producido.

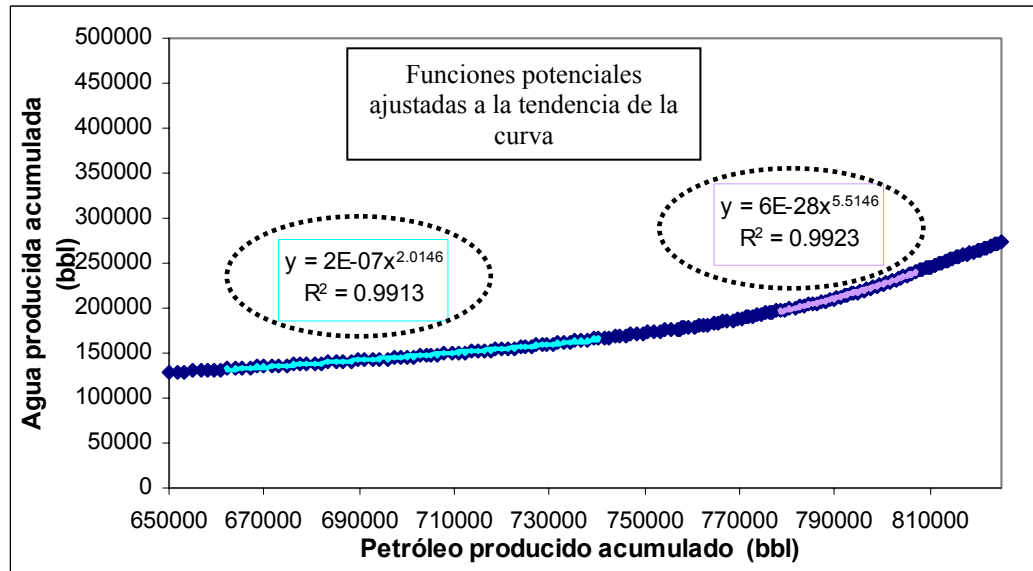


Figura 4.7 Gráfico y ajuste potencial de W_p vs. N_p en los períodos de producción seleccionados de un pozo.

Con la ecuación de la RAP hallada en el paso anterior, se evaluó la ecuación para cada valor de petróleo producido (N_p) durante el tiempo seleccionado, generándose así valores de RAP para cada N_p , una vez hallados estos datos se procedió a graficar RAP versus tiempo acumulado. Se ajustó RAP vs t a una función potencial y se obtuvieron los exponentes que posteriormente fueron clasificados según la magnitud de los mismos (ver figura N° 4.8).

Para exponentes mayores a la unidad el mecanismo de producción es canalización, y para valores menores a uno el mecanismo es conificación.

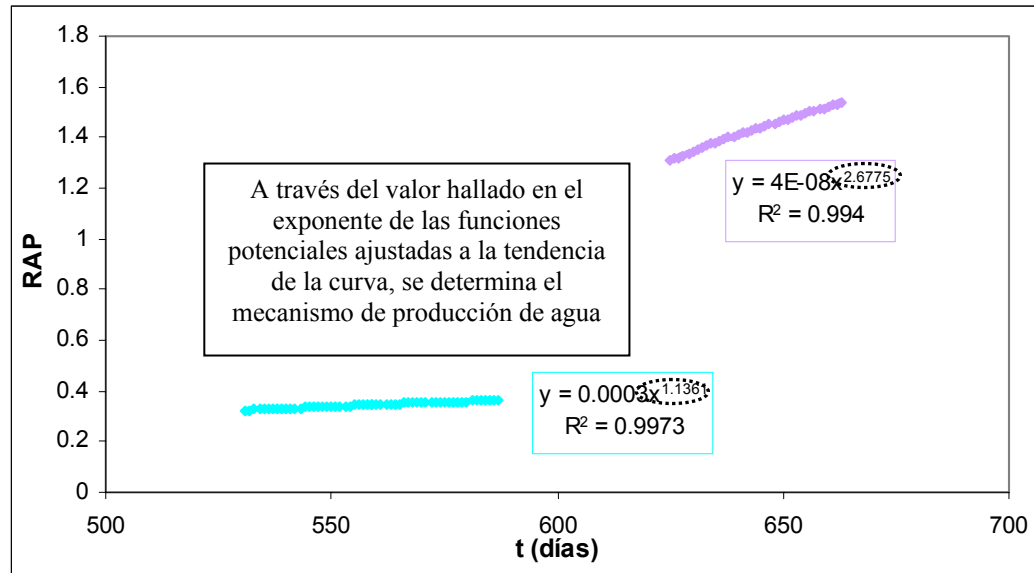


Figura 4. 8 Gráfico y ajuste potencial de RAP vs t en los períodos de producción seleccionados del pozo A.

Fase 5. Comparación de los resultados obtenidos con el Modelo de movimiento del agua del Campo

En esta fase se compararon los resultados obtenidos en los gráficos de diagnóstico, los análisis físico-químicos y la evolución del ión cloruro en el agua producida en cada uno de los pozos con el modelo dinámico del movimiento del agua en el campo (ver figura 4.9), esto se realizó con el propósito de aportar información para un mejor entendimiento del movimiento del agua en el campo. La comparación se basó en observar la cercanía de las zonas de agua interpretadas conjuntamente con los resultados obtenidos en Chan, evaluar la variación de los valores de cloruros en el agua para detectar si el ingreso del agua al pozo es directa, o si por el contrario la misma debe recorrer largas trayectorias.

Comprobar que el agua proveniente de una misma fuente y que inunda varios pozos, es más fresca en los pozos más cercanos y a medida que avanza hacia los pozos más alejados la salinidad debe ser superior.

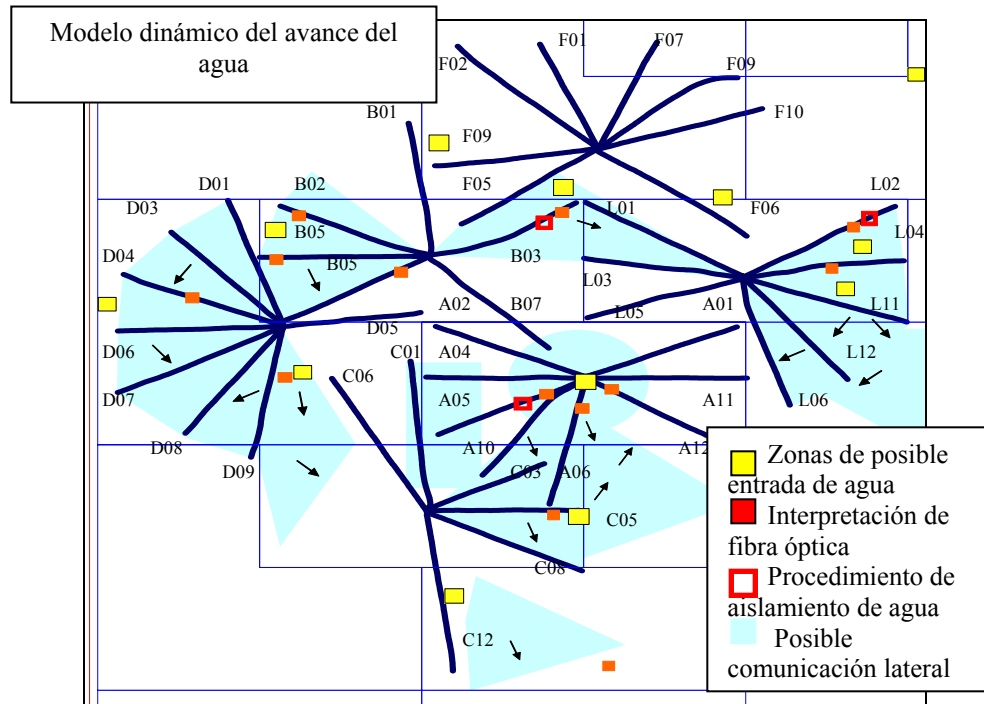


Figura 4.9 Mapa de entradas del agua y comunicación vertical. Fuente: Sincor, 2006.

CAPITULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 MODELO ESTÁTICO DE LOS CUERPOS DE AGUAS PRESENTES EN EL CAMPO**5.1.1 Agua fósil.**

La caracterización físico-química del agua fósil de la unidad fluvial se realizó a partir de los diagramas de Stiff y los gráficos de Piper para las muestras de agua que constituyen la zona 1 del campo (ver figura 2.8). El gráfico de Piper (ver figura 5.1) permite agrupar estas aguas químicamente semejantes, ubicándolas al lado del vértice derecho del rombo, clasificándolas como aguas cuyos iones predominantes son Cl^- , Na^{2+} y K^{2+} . Por otra parte, los diagramas de Stiff para las mismas muestras mencionadas siguen el comportamiento observado en la figura 5.2, con contenidos de cloruro y sodio mayores a 100 mili-equivalentes por litro, estos predominan sobre los sulfatos y carbonatos. También se observan valores de sólidos disueltos totales (TDS) alrededor de los 10.000 ppm, lo cual es indicativo del largo tiempo de residencia del agua en el subsuelo.

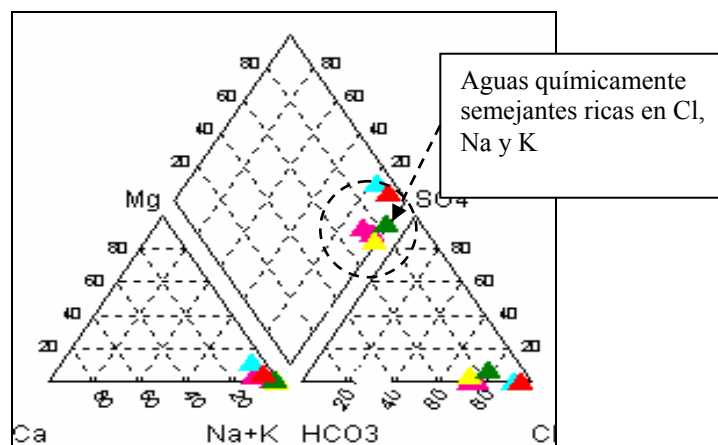


Figura 5.1 Gráfico de Piper del agua fósil del campo.

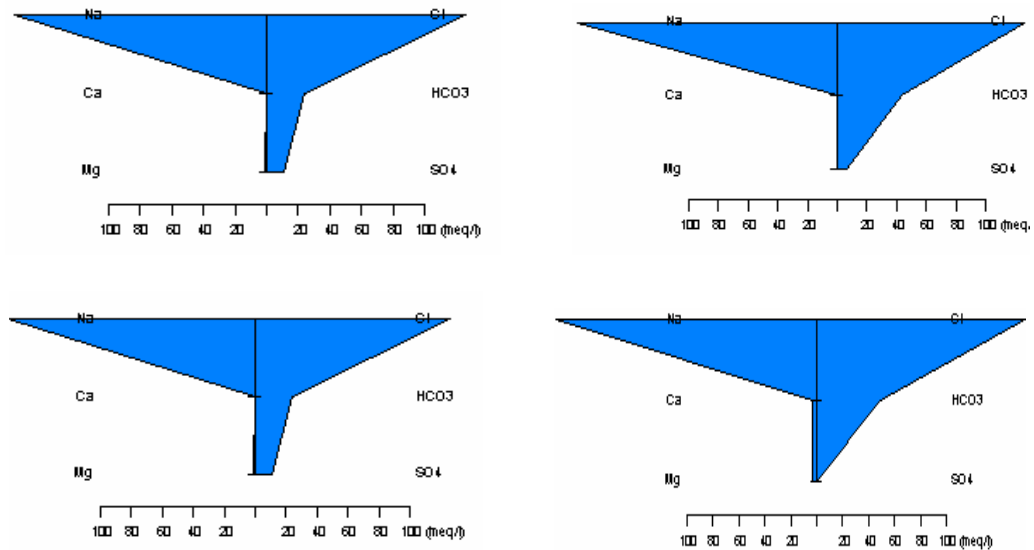


Figura 5.2 Comportamiento del agua fósil del campo en el Diagrama de Stiff

3.1.2 Aguas meteóricas

Los acuíferos del campo están constituidos por agua meteórica, las muestras más representativas de este fluido corresponden a las zonas 3 y 4 del campo (ver figura 2.8), al representarlas en el gráfico de Piper se observó, que las mismas se ubican en el vértice inferior del rombo, ocupando la posición de las bicarbonatadas sódicas, cuyos iones predominantes son HCO_3^- , Na^{2+} y K^{2+} . Al comparar estas con las muestras anteriores se percibió que las fósiles son diametralmente opuestas a las meteóricas en cuanto a la caracterización físico-química, y por lo tanto, en tiempo de residencia en el yacimiento. En los diagramas de Stiff realizados (ver figura 5.4), se verificó la predominancia del HCO_3^- sobre el Cl^- y el catión Na^{2+} sobre el Ca^{2+} , la cantidad de sólidos disueltos totales están alrededor de 3.000 ppm, valores inferiores a los encontrados en el agua fósil.

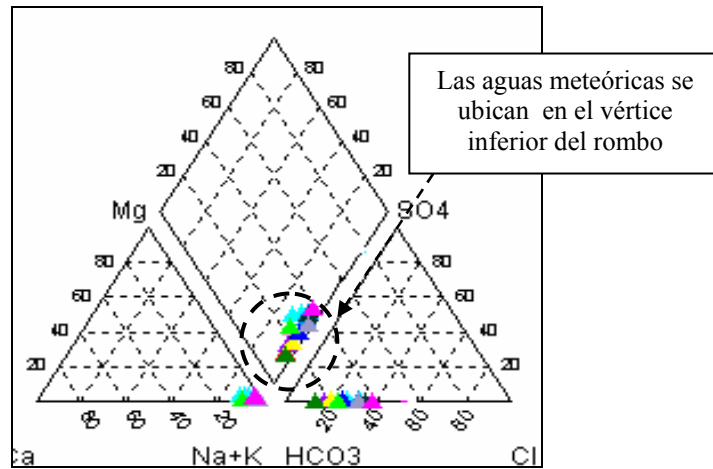


Figura 5.3 Posición del agua del acuífero en el Gráfico de Piper

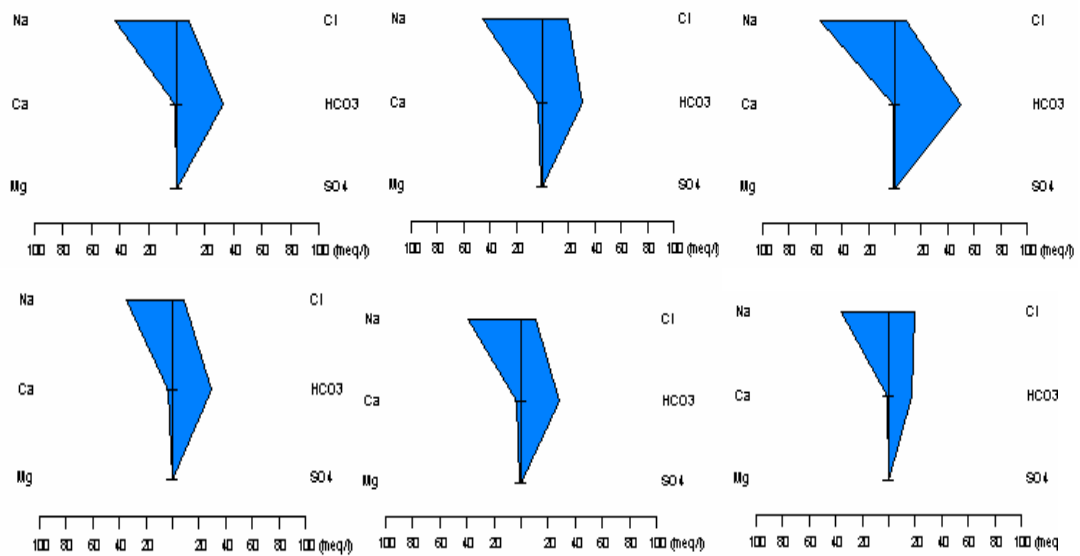


Figura 5.4 Comportamiento del agua del acuífero en el Diagrama de Stiff

3.1.3 Aguas Mixtas

Se representó en un diagrama de Piper (ver figura 5.5) las muestras de agua provenientes de la zona 2 del campo (ver figura 2.8), se observó que este tipo de agua está constituida por dos grupos, las aguas de tipo meteóricas situadas en el vértice inferior del diagrama y que corresponden a aguas menos evolucionadas de tipo bicarbonatada sódica y las de tipo fósil cuyos análisis aparecen proyectados a la

derecha del romboide y que corresponden con aguas cloruradas sódicas, con un mayor grado de evolución y permanencia en el acuífero. Estas muestras siempre se localizan en una línea recta, la cual tiene sus extremos en sus dos únicos orígenes meteórico y fósil, debido a esta condición de mezcla binaria, se descarta una tercera entrada de agua. El comportamiento característico del agua mixta en los diagramas de Stiff, es similar a la observada en el acuífero, la diferencia esta en el contenido de cloruros que es mayor para la zona de transición.

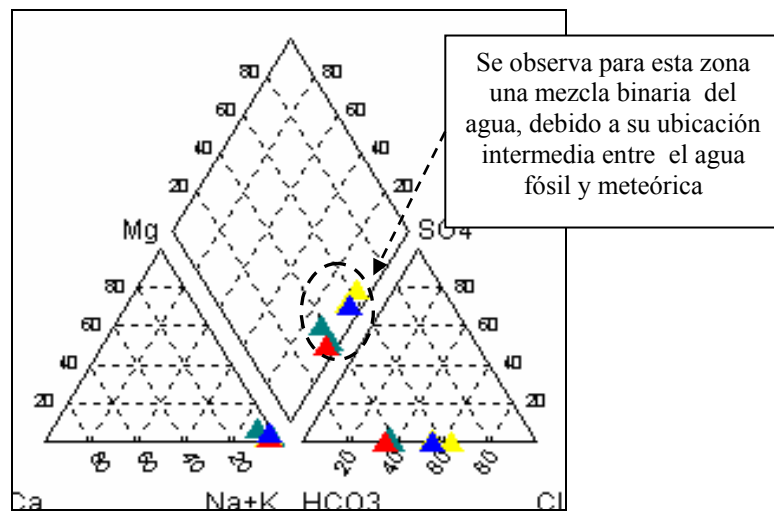


Figura 5. 5 Posición del agua de la zona de transición en el Gráfico de Piper.

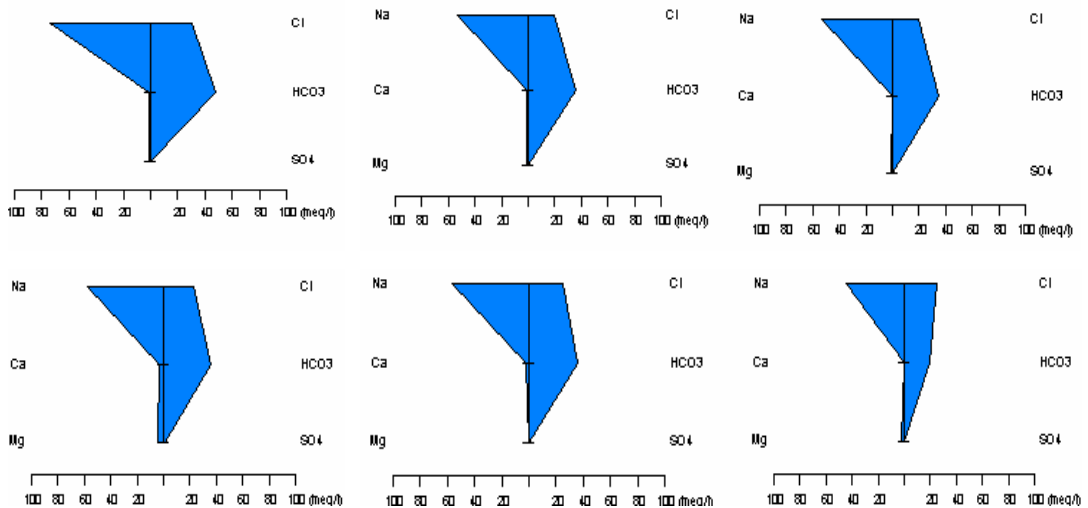


Figura 5. 6 Comportamiento del agua de la zona de transición en el Diagrama de Stiff.

5.2 ELABORACIÓN DE GRÁFICOS DIAGNÓSTICOS Y DIAGRAMAS HIDROQUÍMICOS.

En el área de estudio, la gran mayoría de los pozos son productores activos con altos porcentajes de agua, lo cual ha repercutido directamente en la producción de hidrocarburos. Se decidió realizar un análisis de curvas diagnósticas en los pozos productores de agua de esta zona, con el fin de identificar el mecanismo o la forma en la cual el agua ingresa al pozo, también se realizaron diagramas hidroquímicos para determinar el origen del agua y con el modelo estático identificar las posibles zonas de invasión.

2.1 Macolla A

El aumento en el corte de agua comenzó en los pozos A10, A01 y A02 a los pocos meses de iniciada la producción en esta macolla, actualmente todos los pozos tienen un corte mayor al 80%, en el gráfico de agua producida acumulada versus petróleo producido acumulado (ver figura 5.7) se observa que los pozos presentan un comportamiento similar, una vez que el agua llega a la completación de los mismos, comienza un crecimiento acelerado en la producción de este fluido, con excepción del pozo A05, el cual tiene una tendencia distinta, debido a que se le realizó un procedimiento de aislamiento mecánico del agua, es decir, se trató de aislar con empaaduras dentro del *liner* ranurado aquellas zonas del brazo horizontal asociadas a la entrada de agua.

También es importante destacar que estos pozos no pueden ser controlados por presión de fondo, es decir, no pueden llegar a la presión de fondo fluyente mínima establecida. Esto puede ser producto de la insuficiencia de los equipos de levantamiento o resultado del mantenimiento de la presión de fondo fluyente como

consecuencia de la entrada de agua. Sin embargo, se cambió la bomba de cavidades progresivas (BCP) del pozo A10 por una bomba electrosumergible (BES) y aún así se mantuvo la presión, por lo que podría haber una comunicación directa entre el acuífero y los pozos.

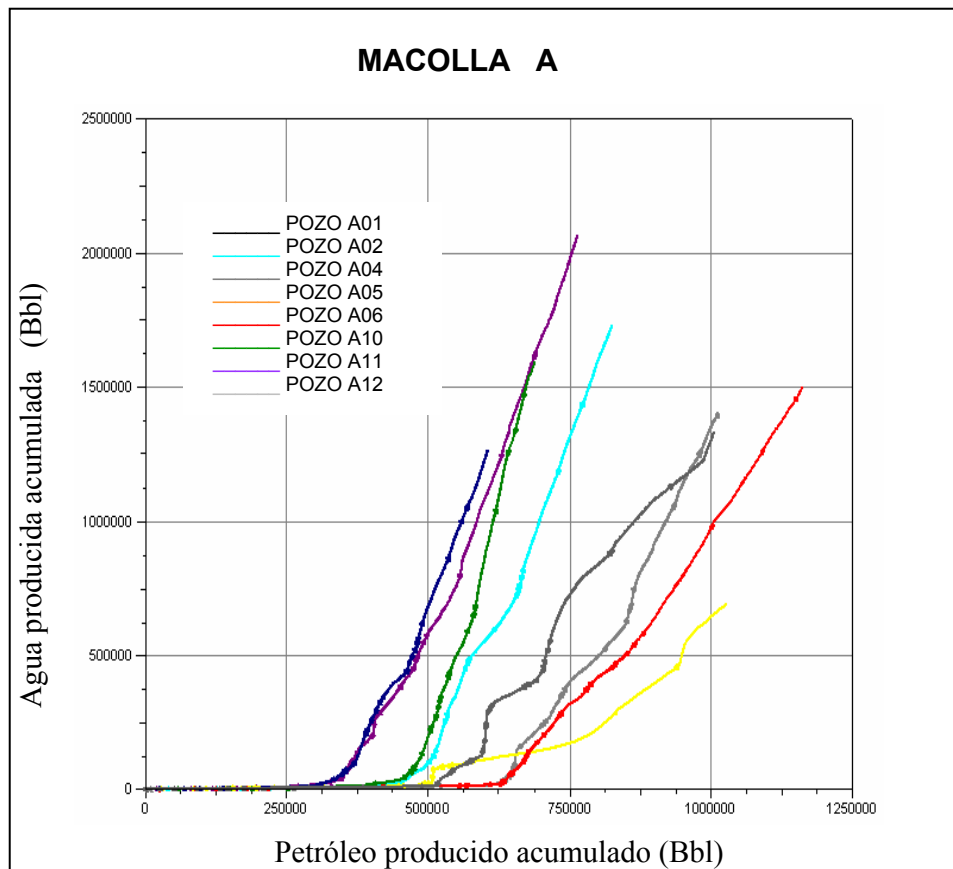


Figura 5. 7 Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla A

De esta macolla se seleccionaron todos los pozos para la aplicación de los gráficos diagnósticos por presentar cortes de agua mayor al 60%. En la figura 5.8 se observa el gráfico de comportamiento de producción del pozo A01, en el cual se encuentra resaltado el período inicial de producción de agua seleccionado para la aplicación

de la metodología de Chan, con el fin de determinar el mecanismo de entrada de agua al pozo, debido a que se consideró el mismo como el período de irrupción del agua, y posteriormente, también resaltada la respuesta del acuífero a las condiciones operacionales o al régimen de producción establecido.

Se realizó el gráfico de Chan para el pozo A01 (ver figura 5.9), en el cual se observó que las curvas de la relación agua-petróleo (RAP) y la derivada de la misma (RAP') son prácticamente paralelas con un incremento acelerado de los valores de las pendientes que tienden casi a infinito, siendo este comportamiento característico de una rápida canalización del agua o una fuente de la misma cerca de la completación del pozo, esta misma tendencia se repite en los pozos A02, A04, A05, A10 y A11 (ver apéndice A). La diferencia esta en los períodos siguientes, debido a que los mismos dependen, de las repuestas del acuífero.

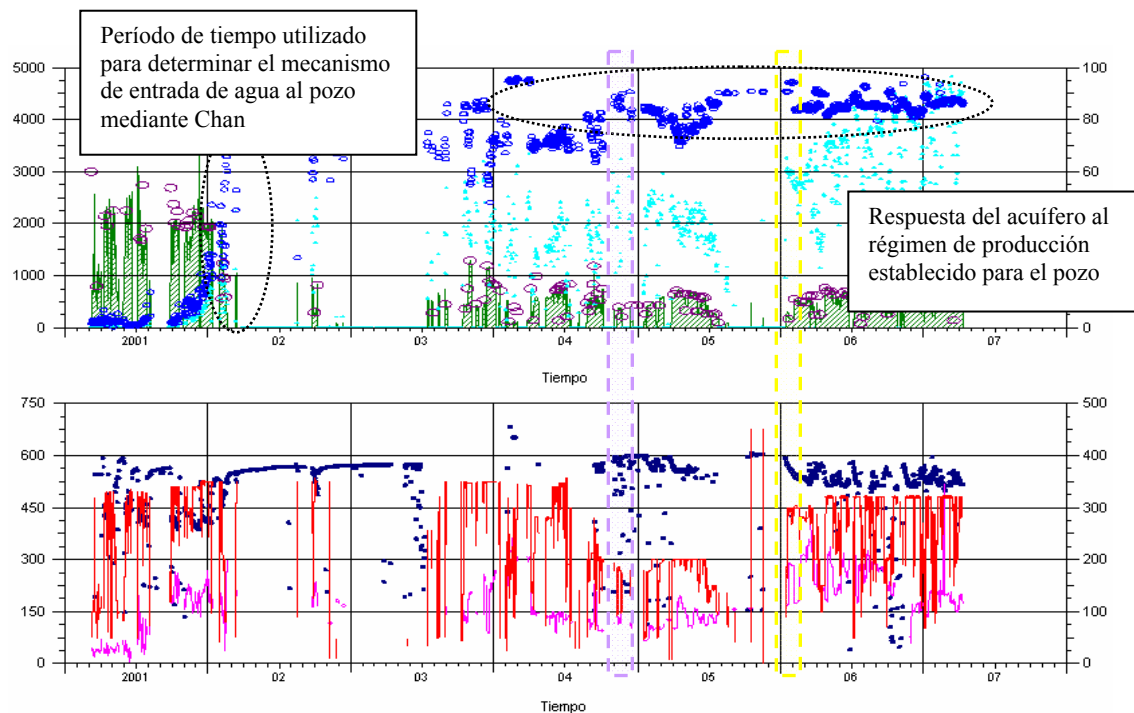


Figura 5. 8 Comportamiento de producción del pozo A01

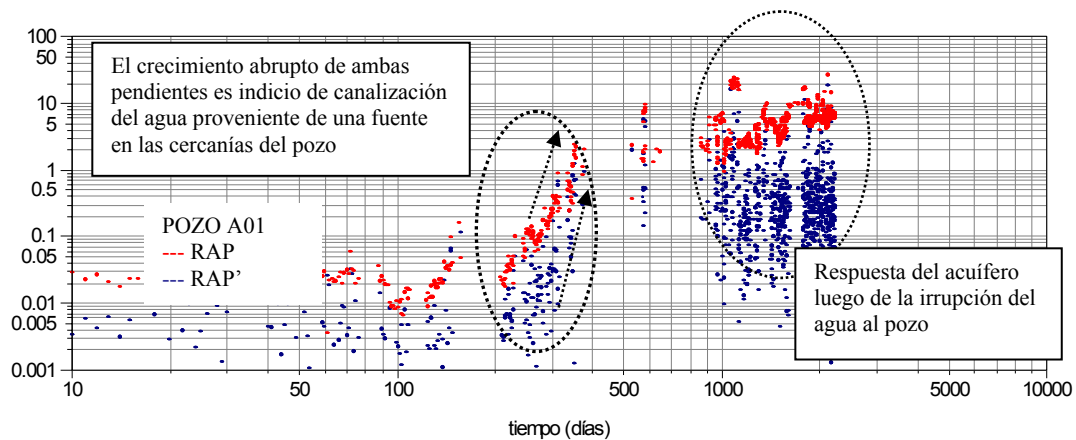


Figura 5.9 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo A01

El pozo A05 presentó un comportamiento peculiar debido al procedimiento de aislamiento de agua mencionado anteriormente, en el gráfico de comportamiento de producción (ver figura 5.10) se detallaron dos períodos de irrupción de agua, el primero al igual que en los otros pozos de la macolla ocurre como consecuencia del avance del agua en la construcción de canales preferenciales, una vez creados, estos tienden a ser estables y persistir en una producción de agua continua debido a que la permeabilidad relativa al petróleo ha sido reducida como consecuencia del incremento de la saturación de agua y el otro debido a una nueva canalización del agua como resultado del aislamiento de los canales anteriormente formados y creación de nuevos canales.

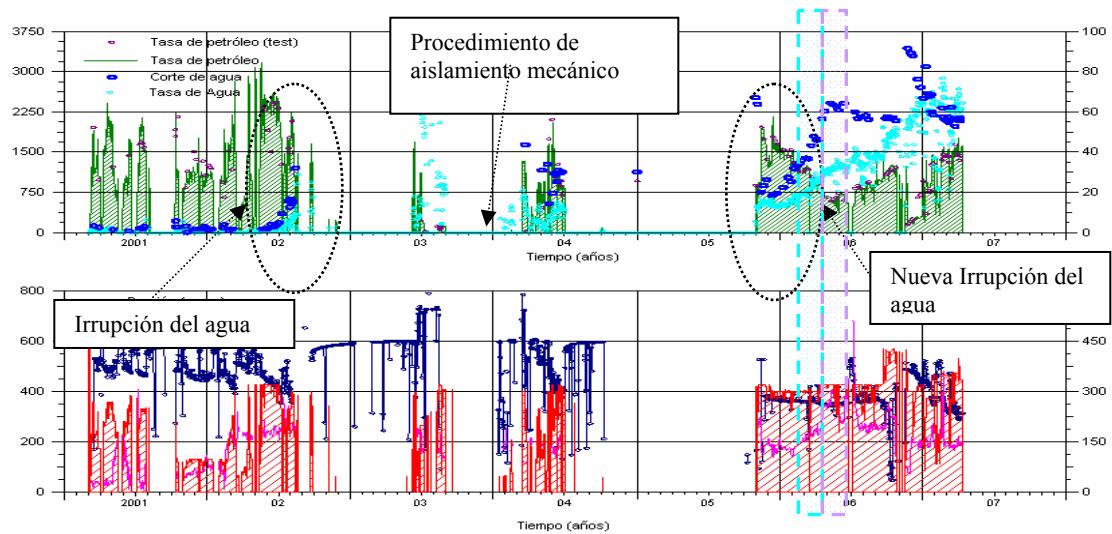


Figura 5.10 Comportamiento de producción del pozo A05

Se representó esta información de producción en el gráfico diagnóstico de Chan con la finalidad de observar la forma de ingreso del agua al pozo bajo las condiciones inicialmente expuestas, y es interesante notar que para ambos períodos el mecanismo de entrada del agua al pozo es el mismo, rápida canalización o canalización del agua proveniente de una fuente cercana al pozo.

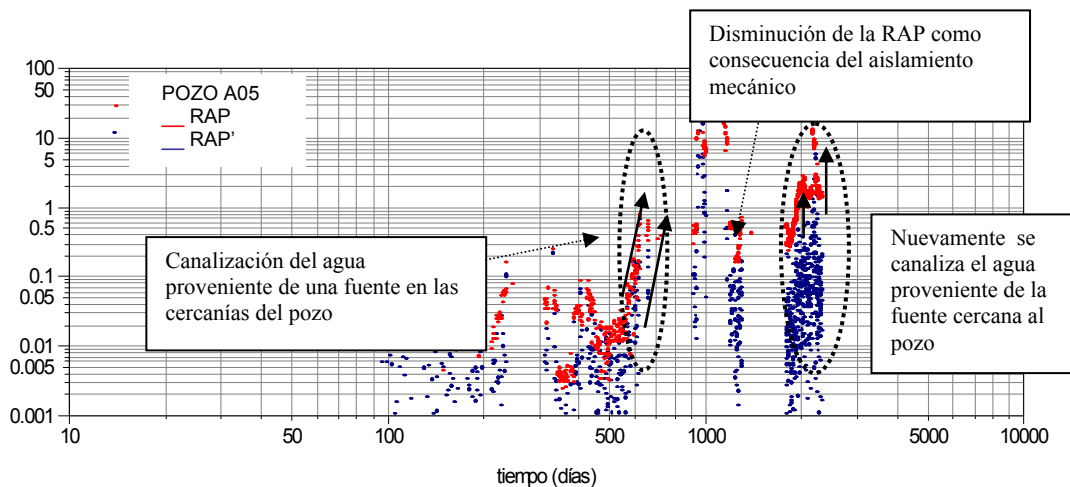


Figura 5.11 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo A05

Otros pozos que presentaron una tendencia característica fueron A06 y A12, debido a que en las curvas de Chan correspondientes para cada uno de estos (ver apéndice

A), no se observaron claramente los mecanismos de entrada de agua al pozo debido a los múltiples períodos de cierre al inicio de la irrupción de la misma. Sin embargo, se presume que sea similar a la encontrada en los pozos vecinos.

Se compararon las curvas de Chan correspondientes al período posterior a la irrupción del agua de todos los pozos pertenecientes a esta macolla, con la finalidad de identificar variaciones o similitudes, y se distinguieron semejanzas entre los pozos A02 y A04, a pesar de que no se discernió una tendencia clara en las curvas, se percibió que las mismas siguen el mismo comportamiento y al revisar los gráficos de historia de producción se notó que estos siguen parámetros similares de producción, aunado a esto los pozos son vecinos. También los pozos A01, A10 y A11 tienen variaciones similares.

Para los períodos que se encuentran resaltados en los gráficos de comportamiento de producción de cada uno de los pozos de la macolla (ver apéndice A), se aplicó la metodología de Ramos, debido a que estos se consideraron estables por presentar una presión de fondo constante y unas condiciones operacionales también estables. A diferencia de estos, en el pozo A11 no se encontró un período con la velocidad de la bomba constante por lo que no se aplicó la metodología de Ramos. Las funciones potenciales encontradas se observan en la tabla N 5.1, el valor del exponente mayor a uno indica formación de canales y conificación cuando es menor a la unidad.

Tabla 5. 1 Funciones potenciales de los pozos de la macolla A

Pozo	Funciones potenciales
A01	$RAP = 0.0041 \cdot t^{1.0569}$ y $RAP = 0.0005 \cdot t^{1.4346}$
A02	$RAP = 1 \cdot 10^{-5} \cdot t^{2.2818}$, $RAP = 0.0007 \cdot t^{1.4112}$ y $RAP = 0.0004 \cdot t^{1.5215}$
A04	$RAP = 0.0013 \cdot t^{1.1573}$, $RAP = 0.0013 \cdot t^{1.2093}$, $RAP = 0.0009 \cdot t^{1.2445}$ y

	$RAP = 0.009 \cdot t^{0.8604}$
A05	$RAP = 0.0003 \cdot t^{1.1361}$ y $RAP = 4 \cdot 10^{-8} \cdot t^{2.6775}$
A06	$RAP = 0.0001 \cdot t^{1.4777}$, $RAP = 0.0002 \cdot t^{1.3951}$ y $RAP = 7 \cdot 10^{-5} \cdot t^{1.5484}$
A10	$RAP = 0.1601 \cdot t^{0.5917}$, $RAP = 0.0028 \cdot t^{1.3018}$, $RAP = 0.0034 \cdot t^{1.2188}$ y $RAP = 0.0044 \cdot t^{1.1349}$
A12	$RAP = 0.0155 \cdot t^{0.8315}$ y $RAP = 0.0155 \cdot t^{0.8315}$

Los pozos A01, A02, A05 y A06 dan como resultado canalización como mecanismo de entrada de agua a los pozos para cada uno de los períodos de producción señalados. Con respecto al pozo A12, en el cual se obtuvieron conificaciones para ambos períodos de producción, se revisó la historia de producción del pozo y se observó que para estos períodos, el mismo se encontraba en comunicación con A01 (ver figura 5.12), por lo que los resultados no son representativos, debido a que las variaciones en el corte de agua son consecuencia de la interferencia entre los pozos y no de eventos intrínsecos del yacimiento. De igual manera ocurre en A04 y A10, en los cuales existe comunicación con el pozo A05¹⁷.

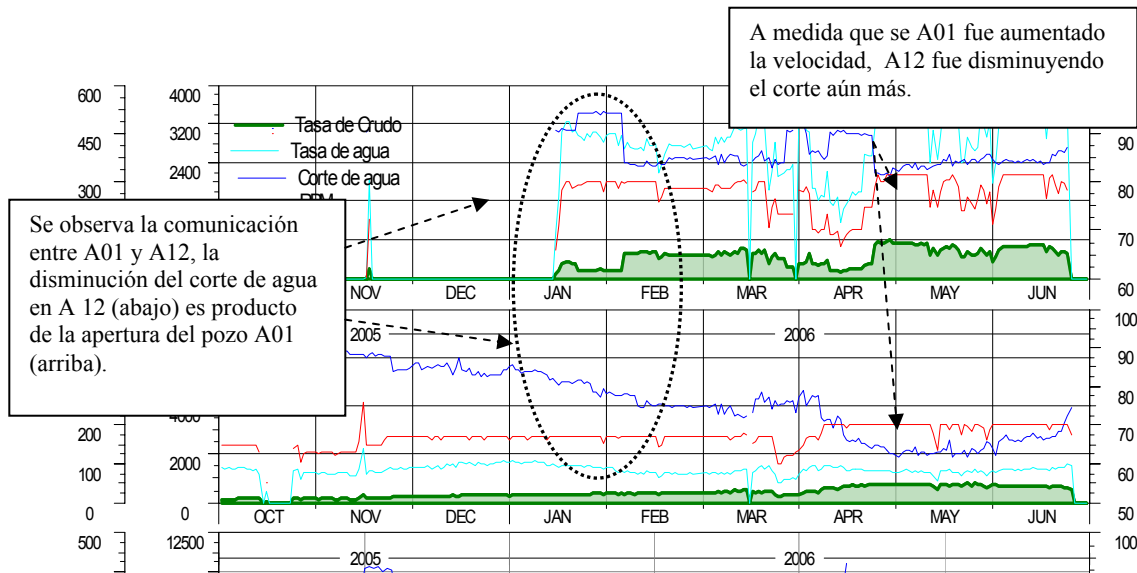


Figura 5. 12 Interferencia entre los pozos A01 y A12

En los mapas de distribución de lutita en los topes de las arenas D3 y E1 (ver figura 5.13) se notó que no existe una barrera impermeable en el centro de la macolla A, al inicio de los brazos horizontales, que impida la comunicación hidráulica vertical de los pozos que navegan en la arena D1D2 con la arenas subyacentes, la figura 5.14 es una representación gráfica transversal del modelo estático, el cual concuerda con la interpretación dada en las curvas de Chan, fuente de agua cerca de la completación del pozo.

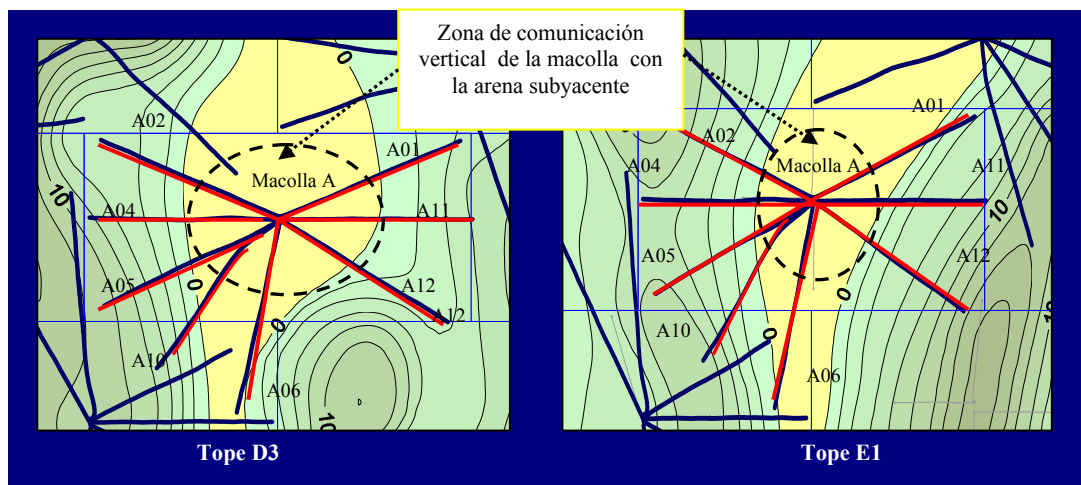


Figura 5.13 Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1

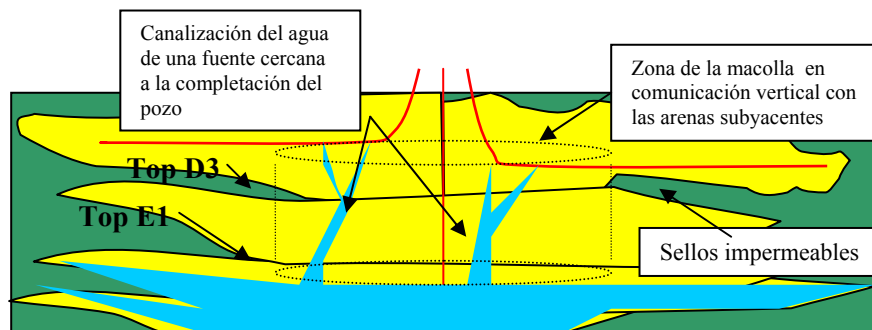


Figura 5.14 Representación gráfica de la comunicación vertical de la Macolla A con las arenas subyacentes

Para complementar esta información se graficaron los datos de cloruros versus tiempo, con el objeto de comprobar si el agua producida presentaba valores de cloruros semejantes a los encontrados en la zona de transición, entre 700-900 mg/l,

como producto de su ingreso directo al pozo, o si por el contrario, esta llegaba con altos contenidos de cloruros como consecuencia de la dilución de las sales presentes en el agua fósil radicada en las zonas por las cuales se abren los canales. Lo cual indica que la cantidad de cloruros disueltos en el agua producida son proporcionales a la trayectoria recorrida por el agua desde la zona de transición hasta el pozo. En la figura 5.15 se observa el gráfico de cloruros versus tiempo de los pozos de la macolla A, por lo general, los cloruros oscilan entre 1500-3000 mg/l y luego se estabilizan en 1500 mg/l, valor que se asemeja al agua presente en la zona de transición. Los pozos A01, A02, A04, A10 y A11 desde el inicio de la producción de agua hasta la actualidad producen agua con contenidos de cloruros que oscilan en los 1500 mg/l, esto indica que la zona de entrada del agua se encuentra cerca del pozo, interpretación que coincide con las analizadas en las curvas diagnósticas de Chan y la caracterización geológica.

En el pozo A05 los datos de cloruros reportados al inicio de la producción son similares a los observados en los pozos anteriores, 1500 mg/l aproximadamente, la diferencia esta en la cantidad obtenida a principios de enero del año 2004 (un máximo de 3000 mg/l), fecha que coincide con el procedimiento de aislamiento mecánico. Este incremento fue debido a la variación en la trayectoria recorrida, es decir, el agua abrió nuevos canales cuando los originales fueron aislados, por lo que tuvo que transitar más, y como consecuencia ocasionó que se disolviera parte del agua fósil presente en estos nuevos canales. Este aumento fue momentáneo, posteriormente se verificó que retornó a sus proporciones originales.

Con respecto a los pozos A06 y A12 se observó una evolución en las medidas reportadas, al inicio los valores oscilan entre 1500-3000 mg/l y posteriormente se estabilizan en 1500 mg/l, de forma contraria ocurre con los casos anteriores, esto indica que la trayectoria del agua para estos pozos es mayor en comparación con los pozos vistos anteriormente que producen agua de la misma fuente. Se revisó el

mapa de tortuosidad (ver apéndice B) y se verificó que hacia la zona sur de la macolla la tortuosidad aumenta. Otra variable importante es la profundidad del pozo, los cuales tienen su porción más baja a 1260 ft, a diferencia de los anteriores que oscilan entre 1700-1320 ft, es decir, estos últimos se encuentran más cerca de la zona de transición en comparación con los otros.

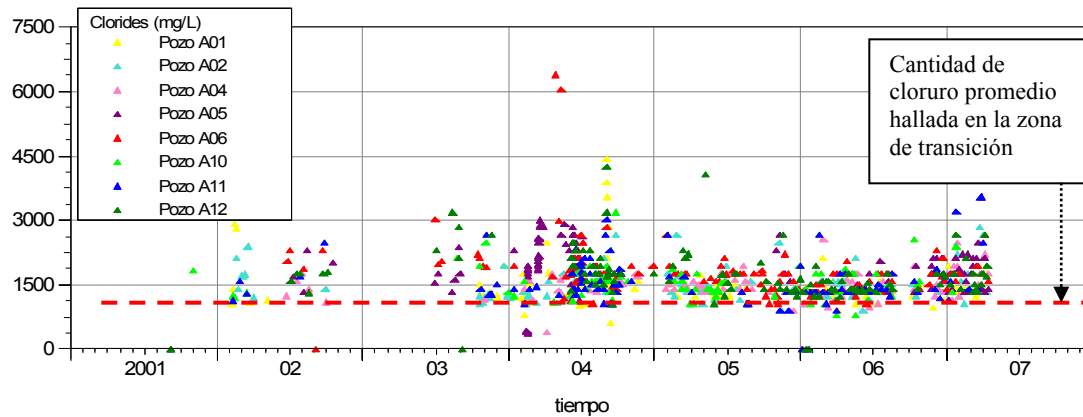


Figura 5.15 Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla A.

1.2 Macolla B

Los pozos B05 y B03 fueron los primeros en iniciar la producción en esta macolla y en el campo, el corte de agua actual de la mayoría de los pozos oscila en 80 % con excepción del pozo B01, el cual se encuentra cerrado desde mediados del año 2002 y en el pozo B06 el corte de agua ha oscilado entre 20-80 %. En la figura 5.16 se observa el gráfico de agua producida acumulada (W_p) versus petróleo producido acumulada (N_p) de la macolla B, en este se percibe la variación en la producción de agua para cada uno de los pozos, lo que es muestra, de la diferencia en el origen de producción de agua para cada uno de ellos, en especial B05, el cual ha aportado una mayor cantidad de agua por petróleo producido y el crecimiento acelerado de la pendiente pudiese ser indicativo de cercanía a la zona de agua, por otra parte, este pozo no puede alcanzar la presión mínima de fondo.

El pozo B03 tiene un comportamiento característico, al inicio la tendencia es similar a B05, luego la producción acumulada de agua se mantiene constante como consecuencia de un procedimiento de aislamiento químico del agua efectuado en este pozo, es decir, inyección de gel y cemento en aquellas zonas donde se encontraba la entrada del agua y posteriormente vuelve a incrementarse la producción de la misma debido a una nueva invasión en otra zona del pozo. La fluctuación entre aumento y disminución de la producción de agua encontrada en B06 es producto de la comunicación mencionada anteriormente.

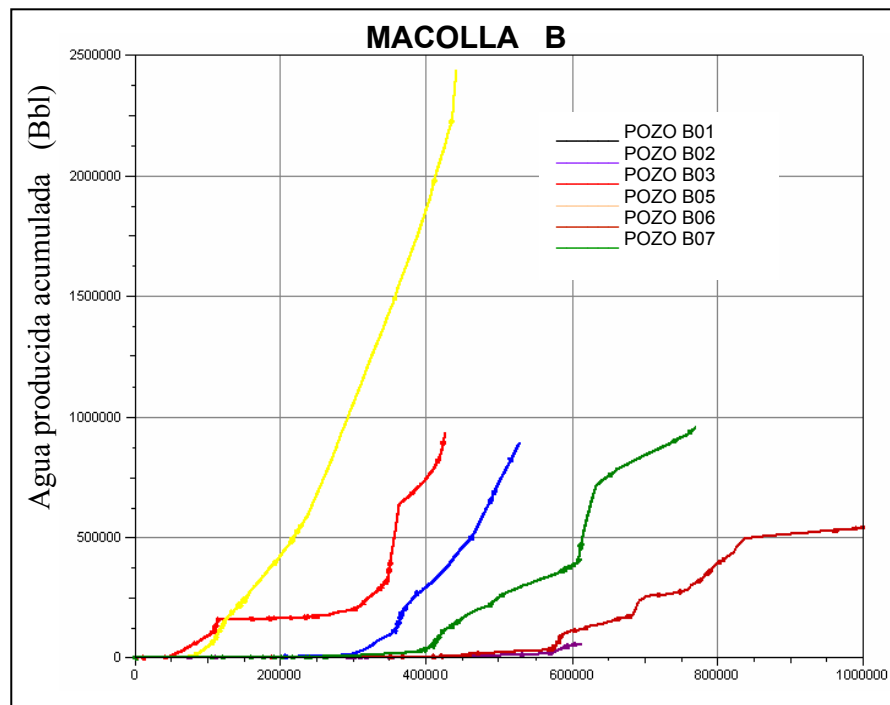


Figura 5.16 Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla B

De esta macolla se seleccionaron todos los pozos para la aplicación de los gráficos diagnósticos, con excepción de B01, por las condiciones operacionales ya expuestas. En la figura 5.17 se observa el gráfico de comportamiento de producción del pozo B02, en el cual se encuentra resaltado el período inicial de producción de agua seleccionado para la aplicación de la metodología de Chan, en cuyo gráfico

se observó (ver figura 5.18) un incremento progresivo tanto de la curva de la relación agua-petróleo (RAP) como la derivada de la misma (RAP'), con valores de pendientes menores a las observadas en la macolla anterior, siendo este comportamiento característico de una canalización. La diferencia está en los períodos siguientes, debido a que los mismos dependen, de las repuestas del acuífero.

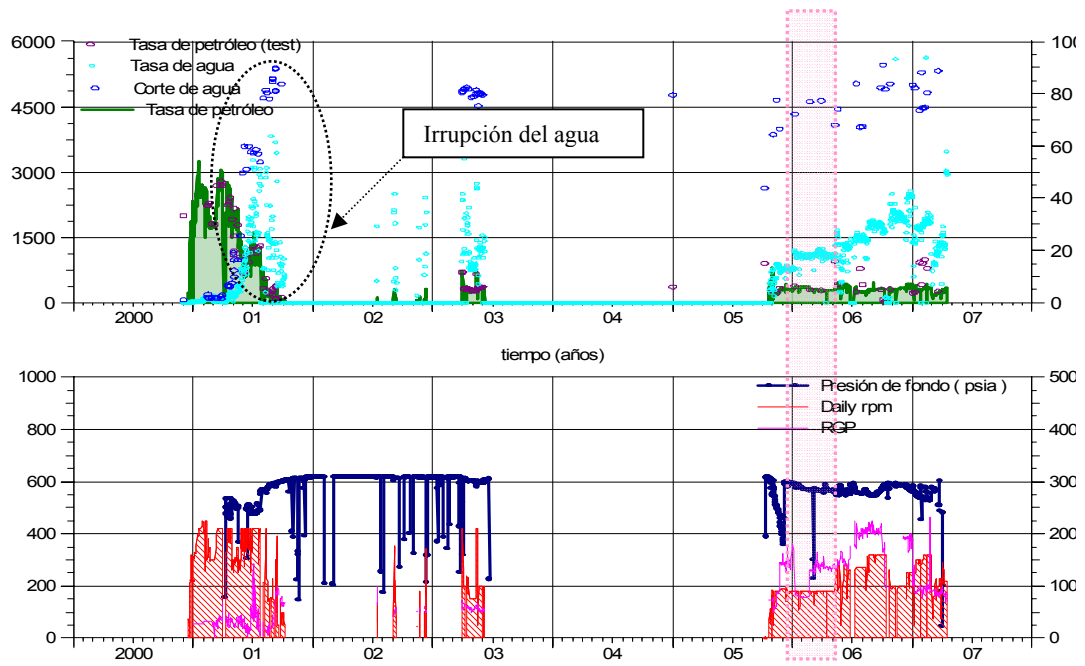


Figura 5. 17 Comportamiento de producción del pozo B02

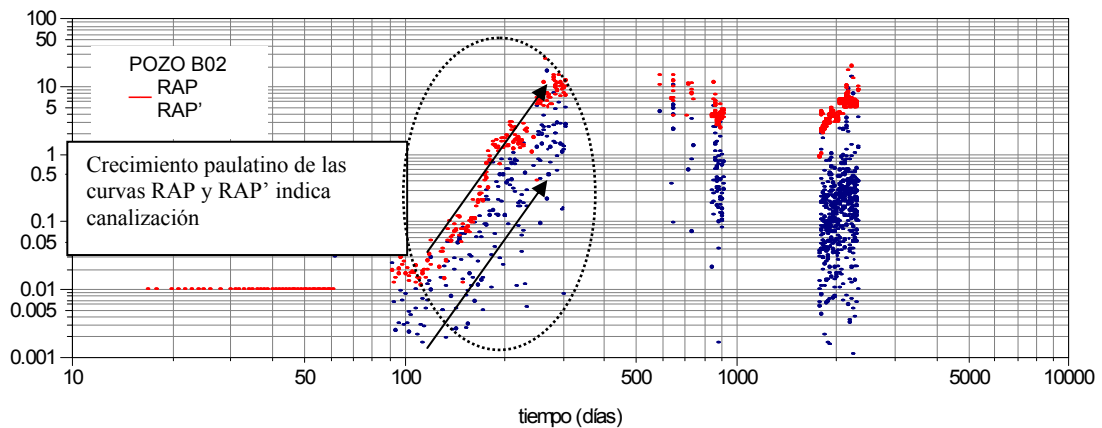


Figura 5. 18 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo B02

El pozo B03 presenta un comportamiento característico, debido a que este fue sometido a un procedimiento de aislamiento del agua, en el gráfico de comportamiento de producción (ver figura 5.19) se puede observar que a inicios del año 2003, fecha en el cual se aplicó dicho procedimiento, el corte de agua reportado fue inferior al 15%, posteriormente el mismo comenzó a incrementar significativamente, debido a esto, se obtuvieron dos períodos de irrupción de agua. Al identificar mediante el gráfico diagnóstico de Chan el mecanismo de entrada al pozo para cada uno de estos períodos, se distinguió para el primero una rápida canalización al inicio de la producción, por lo que la entrada de agua se encuentra cerca del pozo y para el siguiente período no se pudo determinar claramente un comportamiento en particular, ya que el pozo no fue producido de forma estable.

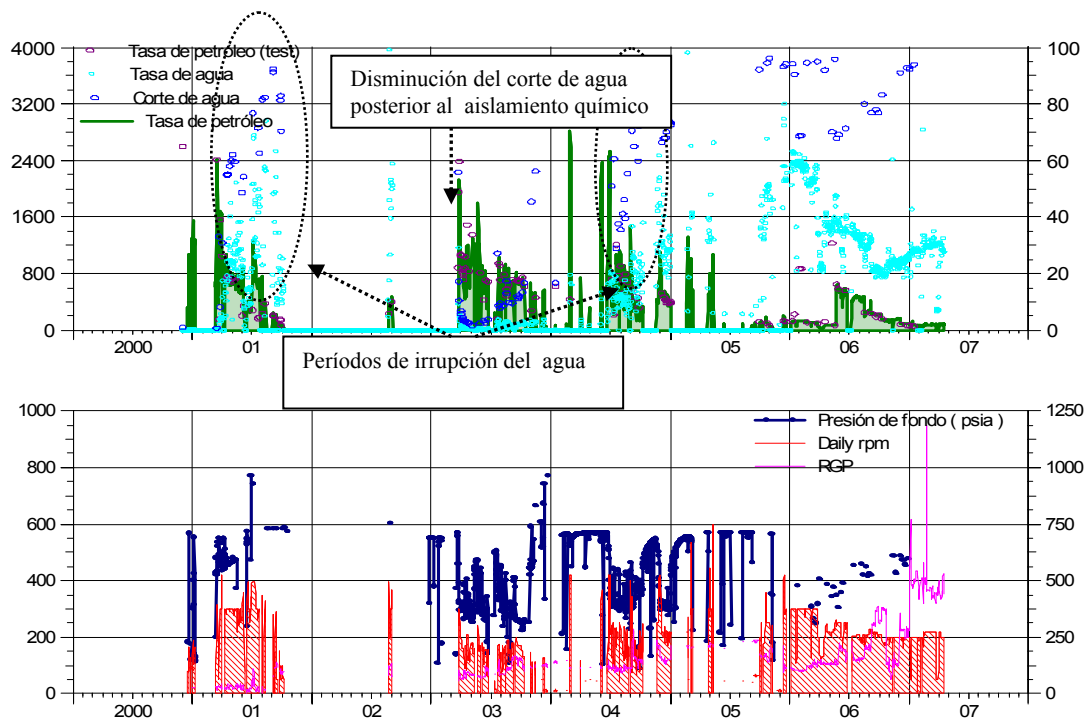


Figura 5. 19 Comportamiento de producción del pozo B03

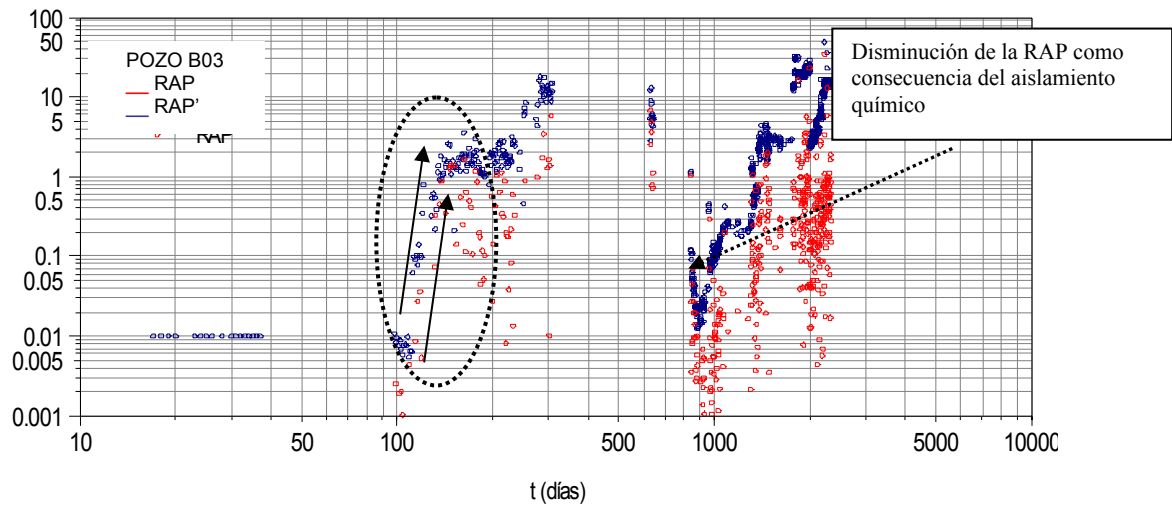


Figura 5. 20 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo B03

Esta misma tendencia se repite en el pozo B05 (ver apéndice A), mientras que en los pozos B06 y B07, la curva de Chan no muestra una tendencia clara, debido a los múltiples períodos de cierres realizados en estos pozos y a la comunicación lateral entre estos y sus pozos vecinos, no se interpreta claramente el mecanismo de entrada de agua al pozo, sin embargo, se infiere que podría ser canalización.

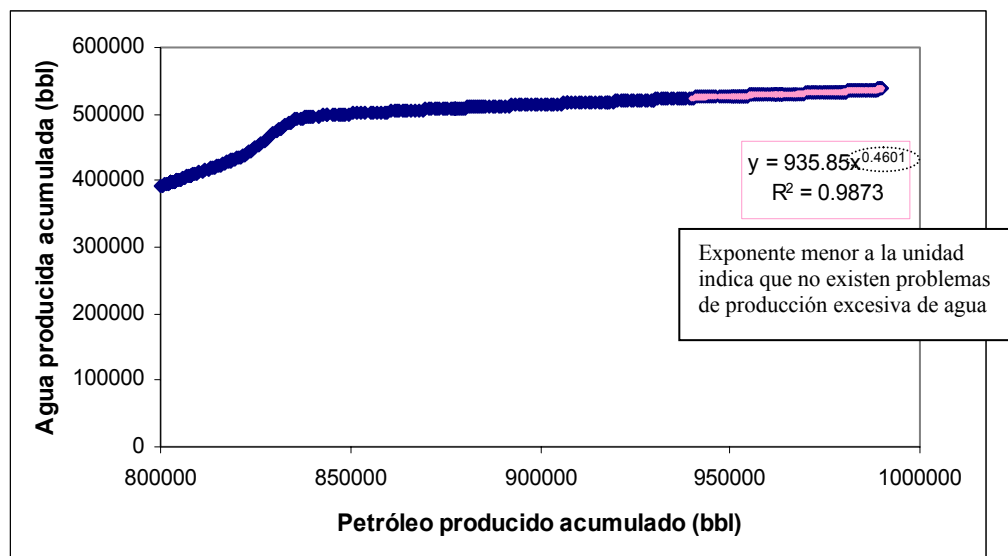
En los pozos de esta macolla, al igual que en la A, se aplicó la metodología de Ramos para los períodos de producción señalados en cada una de las historias de producción de los pozos (ver apéndice A), la cual dio como resultado las funciones potenciales expuestas en la tabla N° 5.2. No se consideraron representativos del yacimiento los resultados obtenidos en los pozos B02, B05 y B07: B02 durante este período de tiempo se encontraba arenado¹ y B05 y B07 en comunicación lateral, con B06 y los pozos de la macolla A¹⁷ respectivamente.

¹ Información extraída de Energy Component-Well attributes

Tabla 5. 2 Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla B

Pozo	Funciones potenciales de la RAP
B02	$RAP = 0.0106 \cdot t^{0.9536}$
B05	$RAP = 0.0079 \cdot t^{1.0965}$ y $RAP = 0.0412 \cdot t^{0.7922}$
B07	$RAP = 0.0002 \cdot t^{1.3591}$, $RAP = 4 \cdot 10^{-5} \cdot t^{1.8892}$ y $RAP = 0.0794 \cdot t^{0.4459}$

Para los pozos B03 y B06 no se hallaron funciones potenciales de relación agua-petróleo, en B03 no se encontró un período de producción estable y en B06 la curva seleccionada en el gráfico de agua acumulada vs. petróleo acumulado (ver figura 5.21) dio como resultado la siguiente función potencial $Wp = 935.85 \cdot Np^{0.4601}$. El exponente de la ecuación es menor a uno, lo que indica que no hay producción excesiva de agua para este momento. A pesar de no poseer información del mecanismo de entrada de agua en este pozo, se puede inferir que es mediante entradas laterales provenientes del pozo B05, por la comunicación lateral entre B05 e B06 y debido a la existencia de una barrera de lutita (ver figura 5.22) que impide el flujo vertical del agua.

**Figura 5. 21** Gráfico de Agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado para un período de tiempo del pozo B06

A través de los mapas de distribución de lutita en los topes de las arenas D3 y E1 (ver figura 5.22), se apreció la comunicación existente en los extremos de los pozos de la macolla con las arenas D3 y E1. La interpretación de la fibra óptica instalada en los pozos B02, B03 y B05 señala que la entrada de agua está al final de la sección horizontal de estos¹⁷, por lo que la zona de agua que invade los pozos ubicados al este de la macolla, no es la misma que invade a los localizados al oeste, resultado que es consistente con el análisis de las curvas de agua producida acumulada versus petróleo producido acumulado.

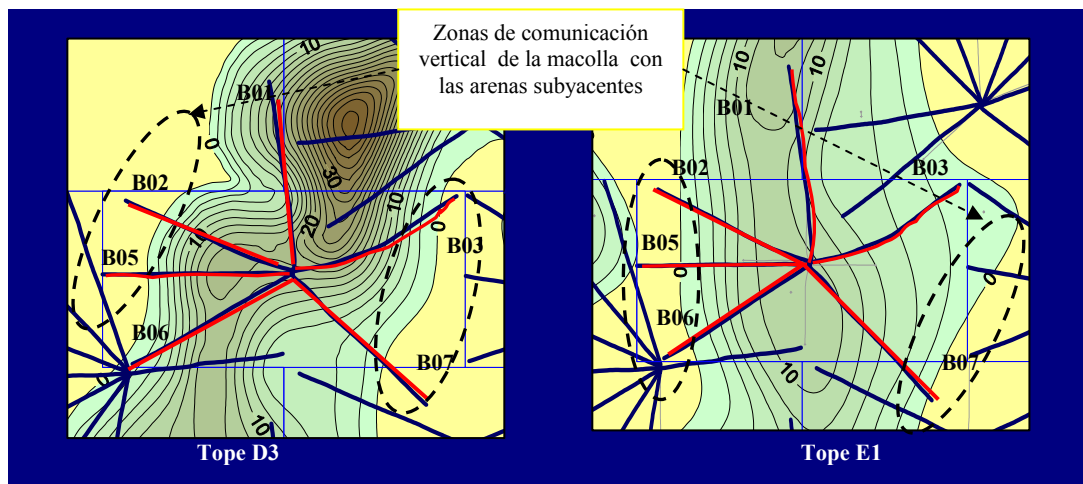


Figura 5.22 Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla B

Una vez conocida la forma en la que el agua ingresa al pozo y las posibles zonas de comunicación, se procedió a determinar el origen de esta agua, para ello las muestras de los pozos B03, B05 y B06, se representaron en un gráfico de Piper (ver figura 5.23) y en diagramas Stiff (ver figura 5.24). Se relacionó la composición química del agua producida con las caracterizadas en el modelo estático y se determinó que la misma corresponde a la zona de transición. En el diagrama de Piper se distinguió el tipo de agua mixta por su proyección en el rombo, este resultado también se ve reflejado en los gráficos de Stiff, la variación está en el contenido de cloruros presentes en cada pozo. Solo se graficaron las muestras de estos pozos por ser las únicas disponibles.

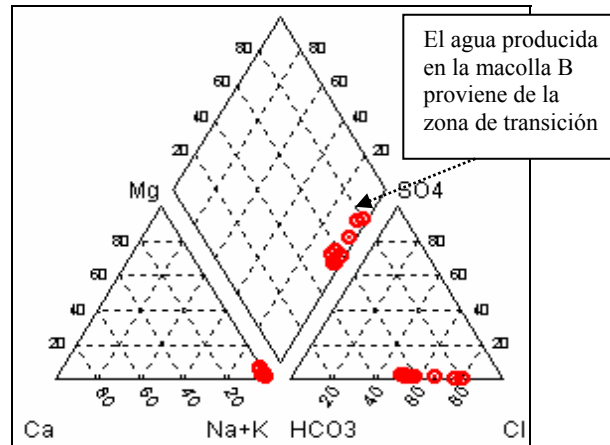


Figura 5. 23 Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla B

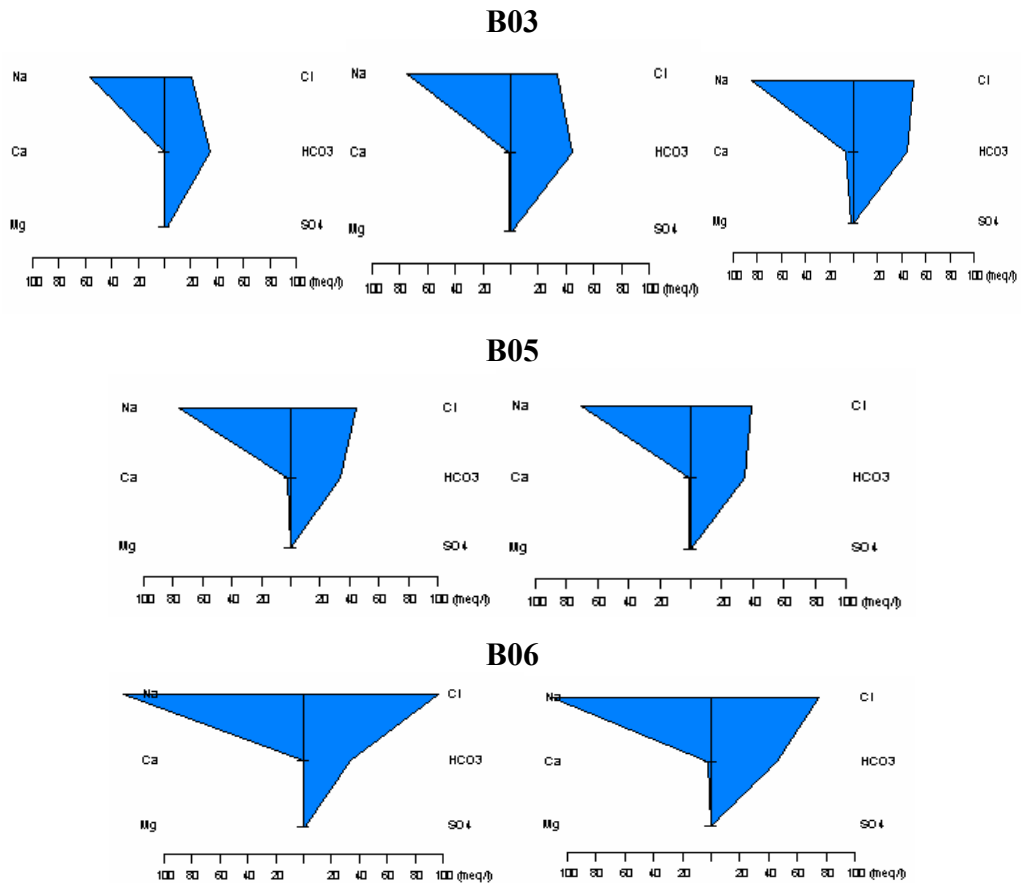


Figura 5. 24 Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en diferentes pozos de la Macolla B

Para analizar la divergencia en la cantidad de cloruros presentes en el agua producida en esta macolla, se revisó el gráfico de cloruro versus tiempo, en el cual se pudieron divisar dos claras tendencias. En una el contenido se mantiene constante en el tiempo y en la otra va disminuyendo progresivamente. En la primera tendencia, se encuentran los pozos B02 y B05 cuyos valores oscilan entre 750-1400 mg/l y en la siguiente los pozos B06 y B07, en los cuales el agua irrumpió con una cantidad mayor de cloruros, superior a los 3000 mg/l, y posteriormente fue disminuyendo, lo que nos indica que disolvió más cloruros de los que originalmente poseía. Para que ocurra este proceso de disolución, la misma debió recorrer una trayectoria mayor a la transitada por los otros pozos.

Con respecto al pozo B03, se reportaron valores bajos al inicio, en concordancia con la rápida canalización observada en Chan. Sin embargo, para los años 2003-2004 se obtuvieron datos de cloruros entre 1500-3500 mg/l, esto fue debido al aislamiento químico realizado en el pozo. El agua formó nuevos canales y como consecuencia disolvió sales presentes en la nueva trayectoria recorrida, hasta lavarlos completamente.

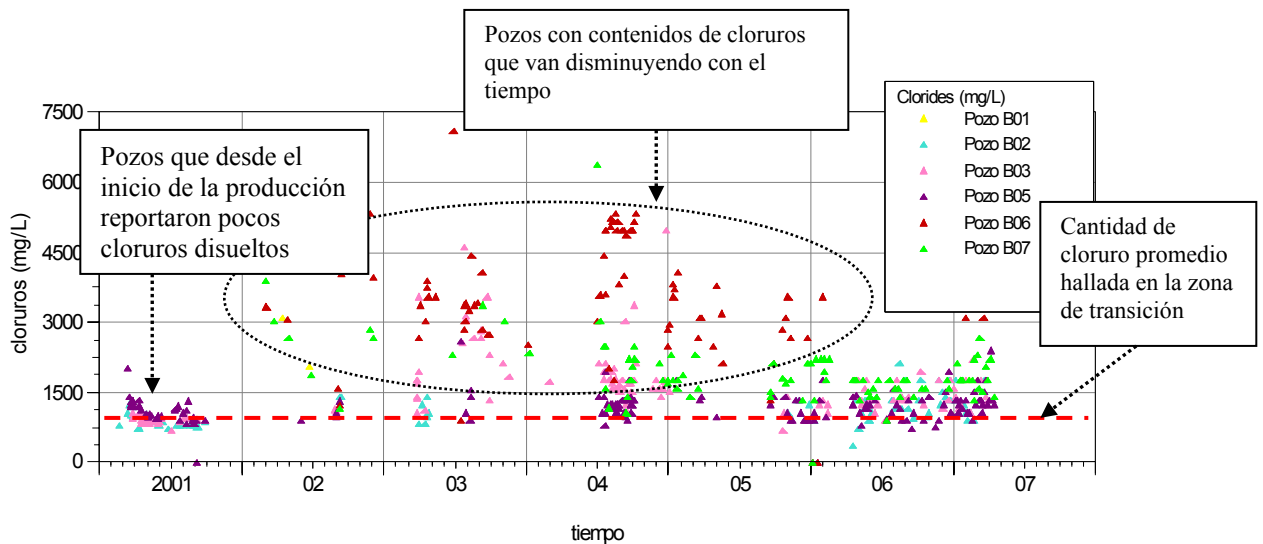


Figura 5. 25 Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla B.

2.3 Macolla C

El pozo C03 inició la producción de agua a mediados del 2002 y C01 a principios del 2003, a pesar de haber sido C03 el primero en producir, tiene menos cantidad de agua producida acumulada en comparación con C05 (ver figura 5.26), teniendo en cuenta que ambos produjeron sin paradas significativas. Estos pozos tienen cortes de agua cercanos a 80%. El pozo C01 proporciona poca cantidad de agua por lo que podría estar alejado de la zona de entrada de agua.

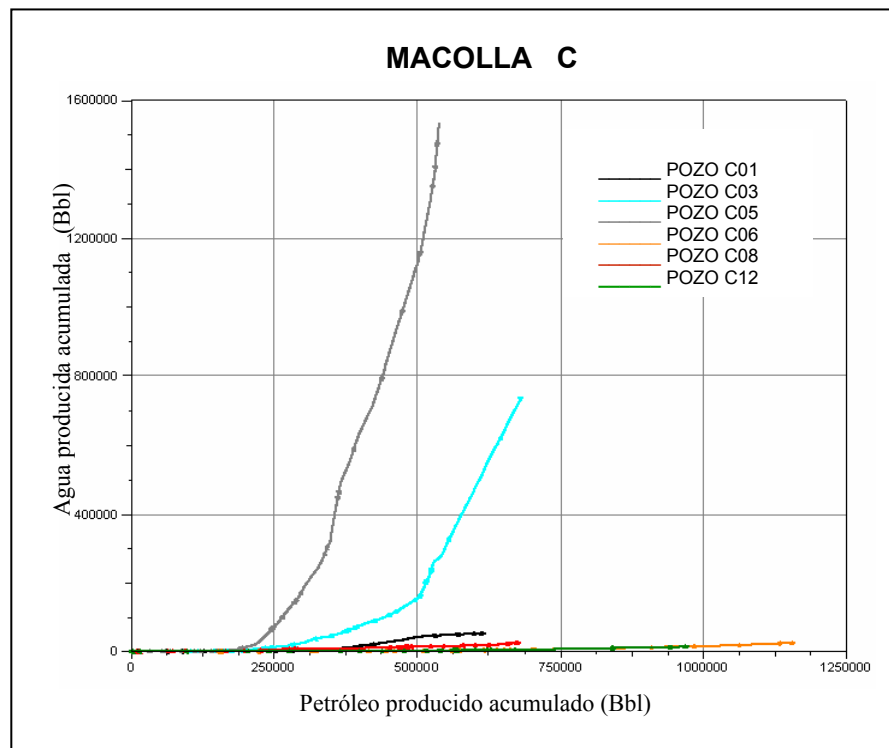


Figura 5. 26 Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla C

Para la aplicación de los gráficos diagnósticos se seleccionaron solo los pozos C03 y C05 por ser los únicos en la macolla con altos niveles de producción de agua, en los otros no pareciera haber irrupción de agua. En la figura 5.27 se observa el gráfico de comportamiento de producción del pozo C03, en el cual se encuentra

resaltado el período inicial de producción de agua seleccionado para la aplicación de la metodología de Chan. En el gráfico de Chan se observó (ver figura 5.28) un incremento progresivo tanto de la curva de la relación agua-petróleo (RAP) como la derivada de la misma (RAP'), siendo este comportamiento característico de una canalización.

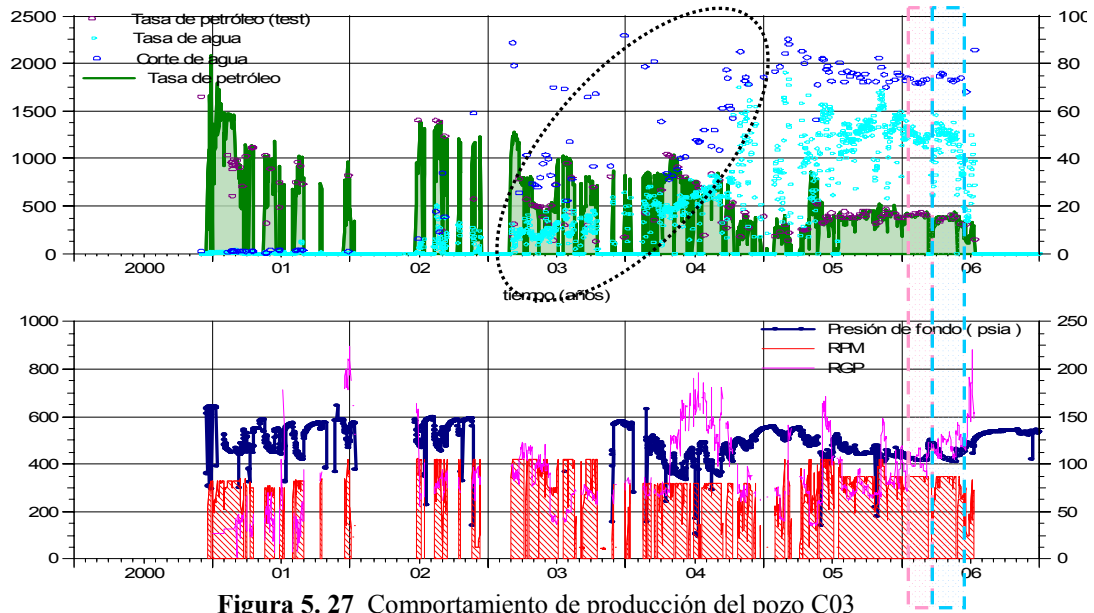


Figura 5. 27 Comportamiento de producción del pozo C03

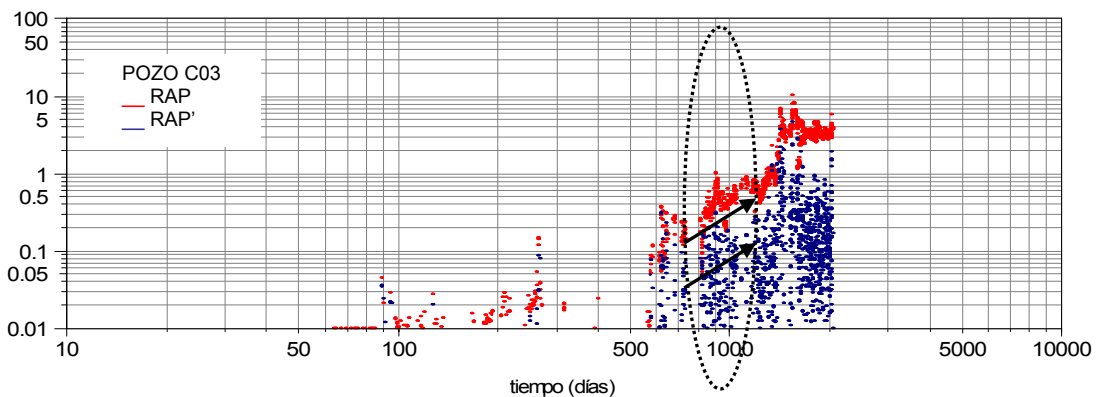


Figura 5. 28 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo C03

En relación al pozo C05, la disposición de las curvas de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP') son distintas a las encontradas en el pozo anterior. Aquí se notó un incremento acelerado tanto de la curva de RAP como la derivada

de la misma (RAP'), con valores de pendientes que tienden casi a infinito, cuyo comportamiento es distintivo de una rápida canalización del agua o una fuente de la misma cerca de la completación del pozo, resultado similar al hallado en la macolla A y en el pozo B03.

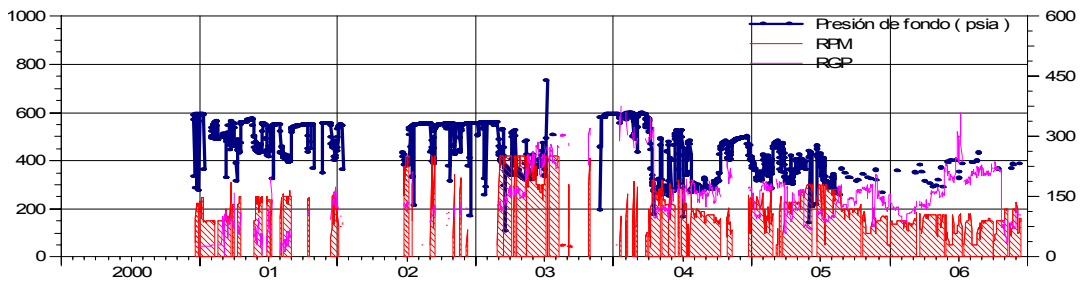
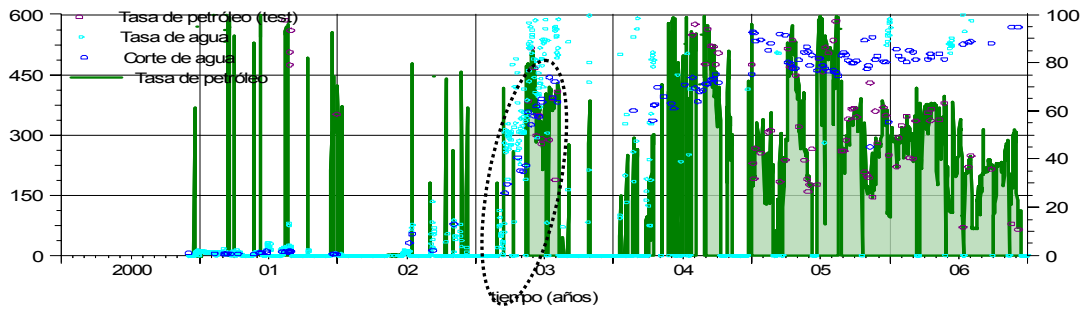


Figura 5. 29 Comportamiento de producción del pozo C05

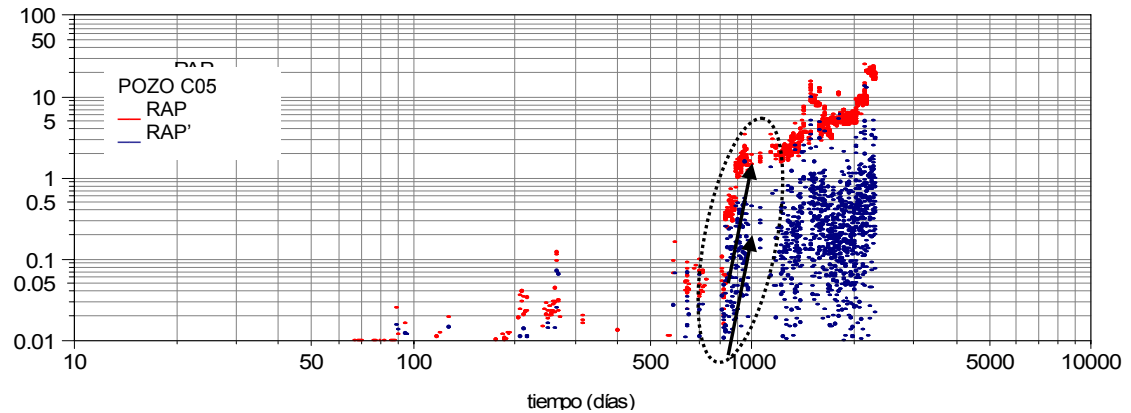


Figura 5. 30 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo C05

En el pozo C03, se aplicó la metodología de Ramos para los períodos de producción señalados en la historia de producción del pozo (ver apéndice A), la cual dio como resultado las funciones potenciales expuestas en la tabla N° 5.3. La interpretación de los resultados dio canalización para cada uno de los

períodos señalados y en el pozo C05 no se hallaron funciones potenciales de relación agua-petróleo, dado que no se encontró un período de producción estable.

Tabla 5.3 Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla C

Pozo	Funciones potenciales de la RAP
C03	$RAP = 0.0002 \cdot t^{1.4374}$
	$RAP = 0.0003 \cdot t^{1.3531}$

A través de los mapas de distribución de lutita en los topes de las arenas D3 y E1 para la macolla C (ver figura 5.31), se apreció la comunicación existente en los extremos de los pozos C03, C05, C08 y C12 con las arenas D3 y E1. Si bien todos estos pozos deberían estar produciendo agua por el acceso vertical que existe entre las arenas, la diferencia está, en la profundidad a la que están completados, C05 y C03 se encuentran a 1255 ft aproximadamente, mientras que C08 y C12 están a 1210ft y 1130 ft respectivamente, razón por la cual estos últimos no producen agua, ya que se encuentran mas distanciados de la zona de agua en comparación con los anteriores.

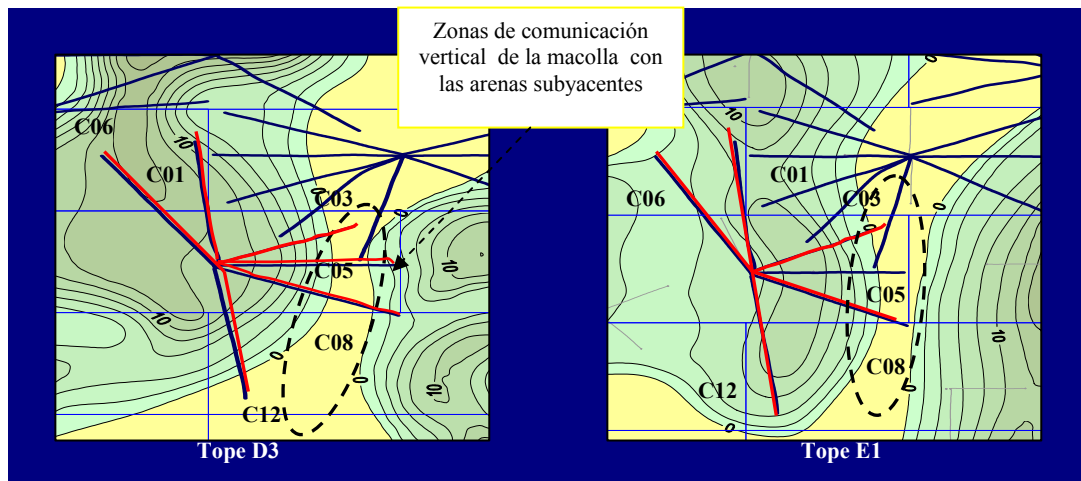


Figura 5.31 Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla C

En el diagrama de Piper (ver figura 5.32) se verificó que el agua producida en esta macolla al igual que en las ya analizadas, proviene de la zona de transición, por su condición de mezcla. Los Diagramas de Stiff (figura 5.33) corresponden a las muestras de agua tomadas de los pozos C03 y C05, en los cuales se confirmó el origen del agua, también se percibió cierta evolución de la salinidad a medida que avanzó la producción del agua, al inicio agua muy salina hasta llegar a los valores promedios observados en el agua de la zona de transición.

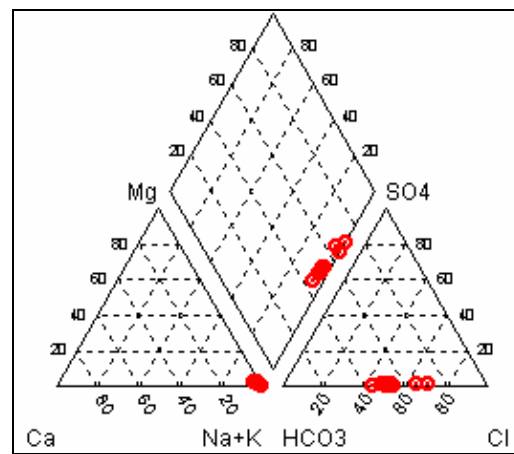


Figura 5. 32 Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla C

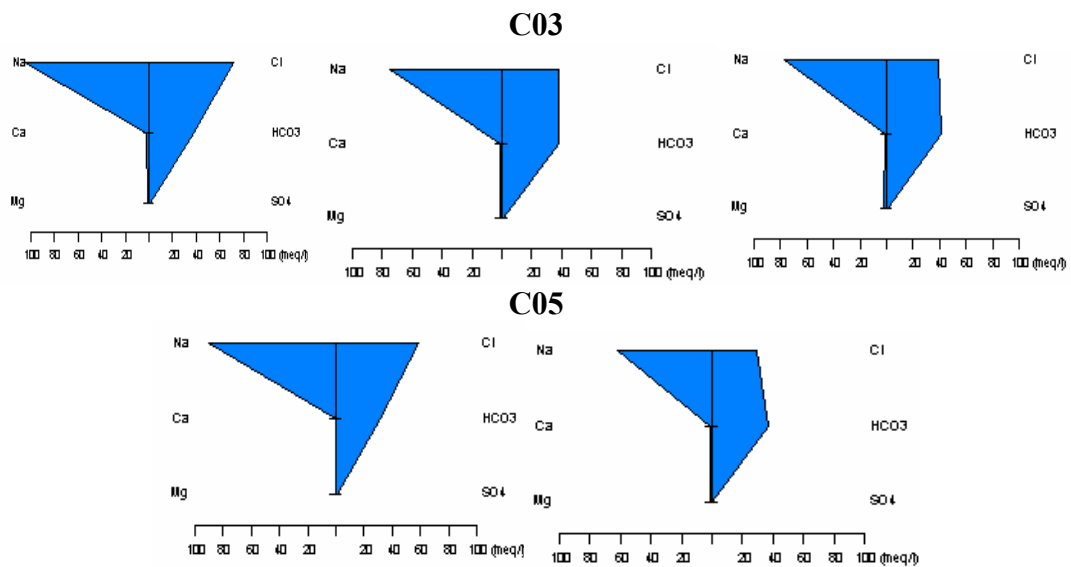


Figura 5. 33 Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en diferentes pozos de la Macolla C

En los datos de cloruros reportados (ver figura 5.34) hay una tendencia característica en los principales pozos productores de agua de esta macolla. Al inicio de la producción, el agua poseía una cantidad de cloruros entre 2000-6000 mg/l, que posteriormente fue disminuyendo hasta alcanzar los valores promedios de la zona de transición.

La gran variación en los valores a medida que avanza el tiempo es indicativa de una larga trayectoria recorrida por el agua desde la fuente hasta el pozo, lo cual no se correspondería con la interpretación dada para el pozo C05 (rápida canalización o fuente de agua cercana a la completación del pozo), sin embargo, al consultar el mapa de tortuosidad (ver apéndice B) se evidencia que la zona es altamente tortuosa con magnitudes entre 10-12 de 14.

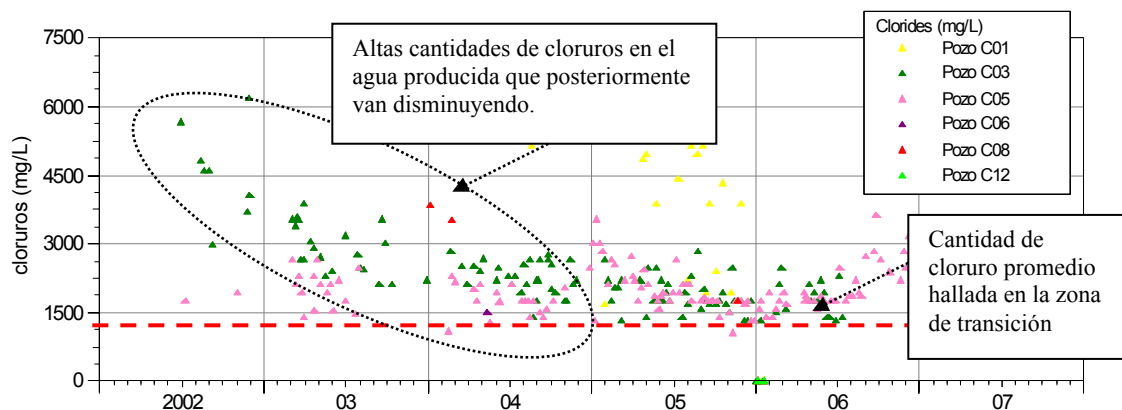


Figura 5. 34 Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla C.

2.4 Macolla D

En esta macolla los primeros pozos en producir agua fueron D01, D03 y D04, a mediados del año 2001, la mayoría de estos pozos presentan una tendencia similar en el gráfico de W_p vs N_p (ver figura 5.35). Una vez que llega el agua al pozo, la producción acumulada de la misma incrementa constantemente, al igual que el corte

que posteriormente se estabiliza en valores alrededor del 80%, esto puede estar asociado a una misma fuente de agua. A finales del año 2002 se anexaron los pozos D06, D07, D08 y D09, el corte de agua de estos varía entre 70-80%. Los pozos D07 y D01 no pueden ser controlados por presión de fondo, a este último se le reemplazo la bomba que tenía por una de mayor capacidad y aún así no llega a la presión mínima solicitada.

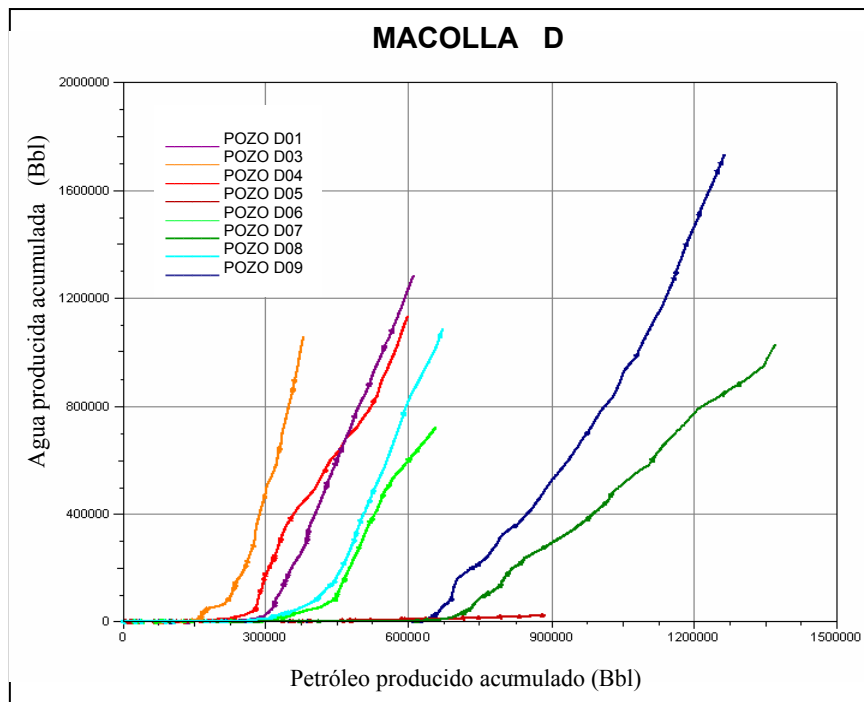


Figura 5.35 Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla D

Para la aplicación de los gráficos diagnósticos se seleccionaron todos los pozos con excepción de D05, el cual no presenta una gran producción de agua. En la figura 5.36 se puede detallar el gráfico correspondiente a la Curva de Chan para el pozo D01, en el cual se interpretó rápida canalización, debido al crecimiento acelerado de las curvas, lo que indica que la entrada o fuente del agua esta muy cerca del pozo, este mismo resultado se halló en los pozos D03, D04, D07 y D08 (ver gráficos anexos).

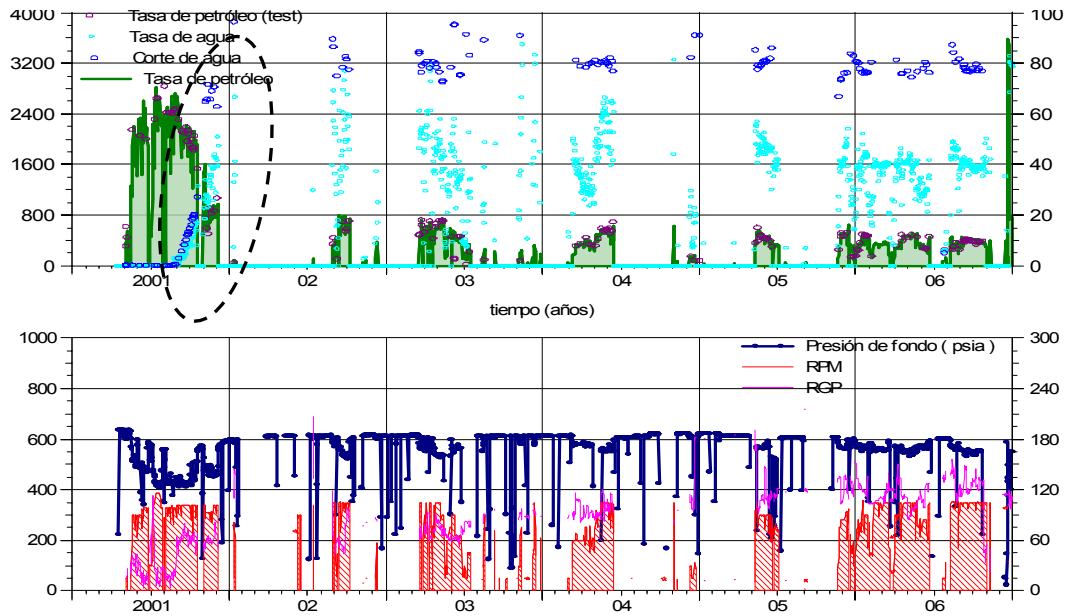


Figura 5. 36 Comportamiento de producción del pozo D01

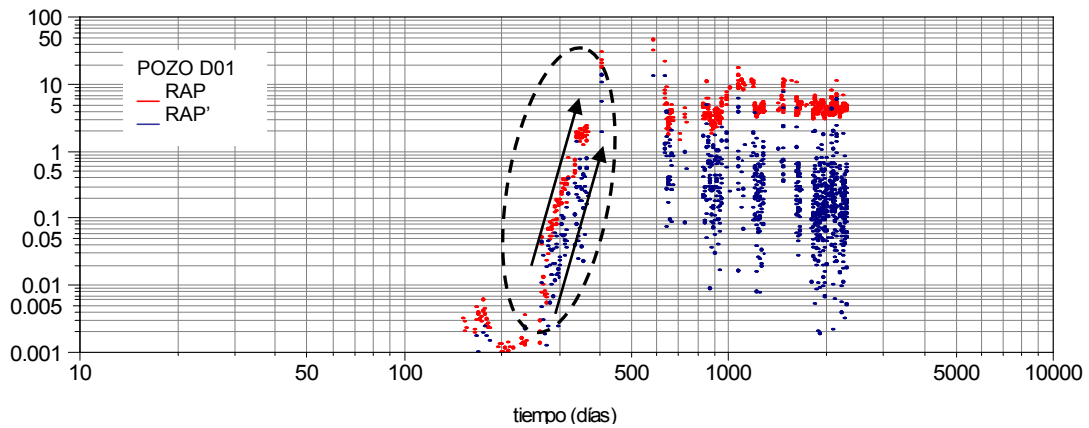


Figura 5. 37 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo D01

Los pozos D06 y D09 no presentaron una tendencia característica, debido a que en las curvas de Chan correspondientes para cada uno de estos (ver apéndice A), no se observaron claramente los mecanismos de entrada de agua al pozo debido a los múltiples períodos de cierre al inicio de la irrupción de la misma. Sin embargo, se presume que sea similar a la encontrada en los pozos vecinos.

Se aplicó la metodología de Ramos para los períodos de producción señalados en cada una de las historias de producción de los pozos (ver apéndice A), las funciones potenciales halladas se disponen en la tabla N° 5.4. No se consideraron representativos del yacimiento los resultados obtenidos en los pozos D06 y D07 por presentar comunicación lateral¹⁷, por lo que los resultados pueden estar influenciados por este comportamiento. Con respecto a D04, no se aplicó la metodología de Ramos debido a que este pozo no presenta períodos de producción estables.

Tabla 5.4 Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla D

Pozo	Funciones potenciales de la RAP
D01	$RAP = 0.0141 \cdot t^{0.9308}$, $RAP = 0.0059 \cdot t^{1.1085}$ y $RAP = 0.0367 \cdot t^{0.7234}$
D03	$RAP = 3 \cdot 10^{-8} \cdot t^{3.149}$ y $RAP = 8 \cdot 10^{-5} \cdot t^{1.739}$
D06	$RAP = 1 \cdot 10^{-7} \cdot t^{2.615}$, $RAP = 0.0088 \cdot t^{0.8561}$ y $RAP = 0.0045 \cdot t^{0.8947}$
D07	$RAP = 0.0022 \cdot t^{1.0009}$, $RAP = 4 \cdot 10^{-6} \cdot t^{1.9409}$ y $RAP = 0.0103 \cdot t^{0.6755}$
D08	$RAP = 1 \cdot 10^{-9} \cdot t^{3.5635}$, $RAP = 5 \cdot 10^{-9} \cdot t^{3.3654}$ y $RAP = 3 \cdot 10^{-6} \cdot t^{2.1657}$
D09	$RAP = 5 \cdot 10^{-5} \cdot t^{1.6804}$, $RAP = 0.007 \cdot t^{0.9319}$ y $RAP = 0.0078 \cdot t^{0.9275}$

En los pozos D03 y D08 las funciones halladas dan canalización como resultado, para todos los períodos graficados, mientras que D01 y D09 dan canalización para unos períodos y conificación para los otros. Sin embargo, para los pozos D01 y D09 se considera que el mecanismo de entrada de agua sea canalización, debido a que en los períodos donde se observa conificación la variación en la RAP es consecuencia de un fenómeno de acumulación de bancos de agua observados en el campo. También se observó para D09, que en el segundo período hubo un cambio en la posición del punto de inyección del diluyente pasando del brazo horizontal del pozo al cabezal del mismo, por lo que la variación en el corte de agua se ve influenciado por este cambio y no por que exista un verdadero cono de agua.

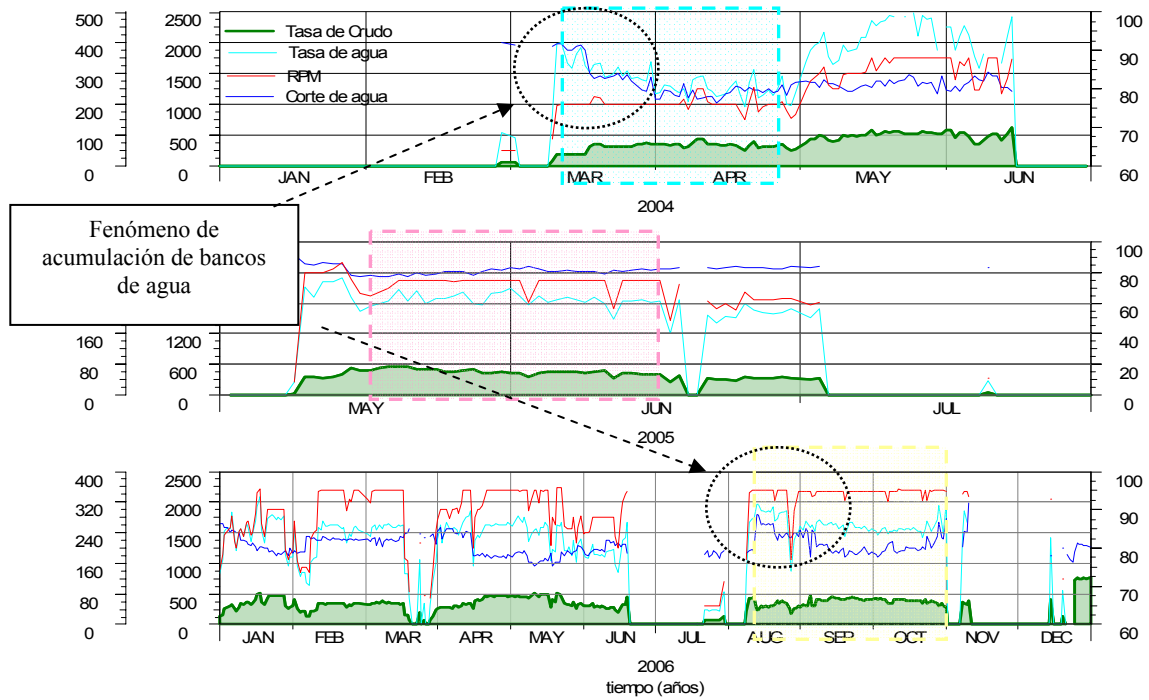


Figura 5.38 Fenómeno de acumulación de agua observada en el pozo D01.

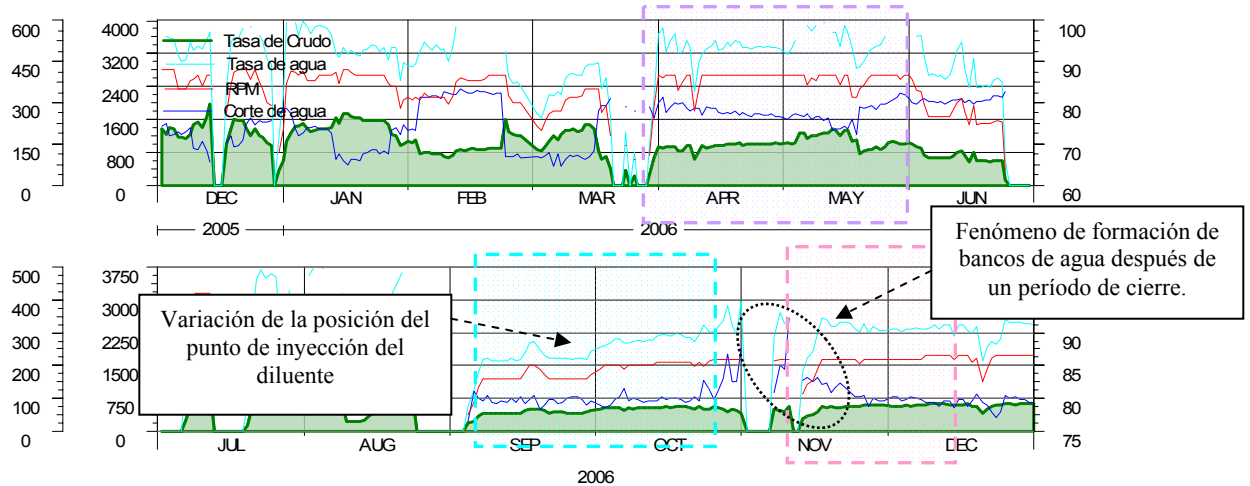


Figura 5.39 Variación del corte de agua como consecuencia de la formación de bancos de agua y cambio en la posición del punto de inyección de diluyente

En los mapas de distribución de lutita (ver figura 5.40) se observa una gran zona de comunicación vertical de los pozos D01, D03, D04, D06, D07 y D08 con las arenas subyacentes D3 y E1. En los pozos D09 y D05 existe un sello que incomunica las

completaciones de estos pozos con las arenas ya mencionadas, debido a esto no debería haber una producción significativa de agua en estos pozos, sin embargo, el pozo D09 es productor de cortes de agua superiores al 60%. Al revisar la trayectoria del pozo (ver figura 5.41) se detalló que este tiene parte del brazo horizontal sumergido en la arena D3, por lo que la entrada pudiera estar en esta zona.

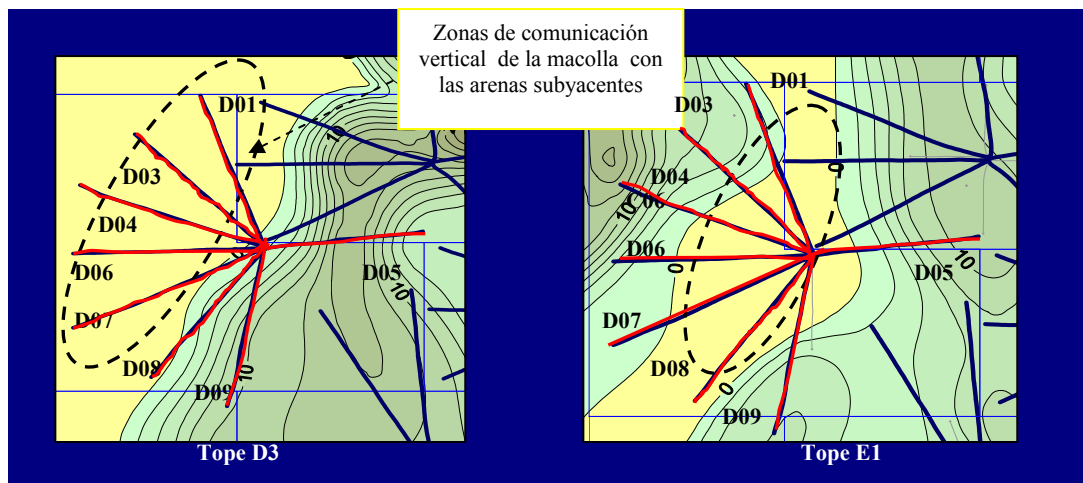


Figura 5. 40 Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla D

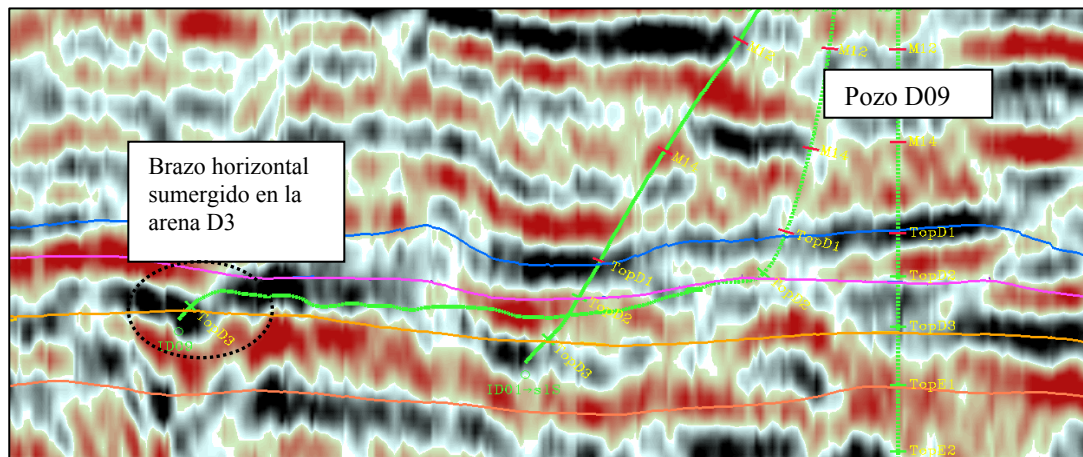


Figura 5. 41 Trayectoria del pozo D09

Mediante los gráficos de Piper y Stiff se identificó la zona de transición como la fuente de agua que inunda los pozos de la macolla D, debido a las características de mezcla que la misma presenta. Para esta macolla solo se tenían muestras físico-

químicas del agua producida en el pozo D06, en el cual, al analizar los Diagramas de Stiff, se encontró una disminución del Na y Cl en el tiempo, al inicio observamos un agua mixta mucho más salina en comparación con las siguientes muestras.

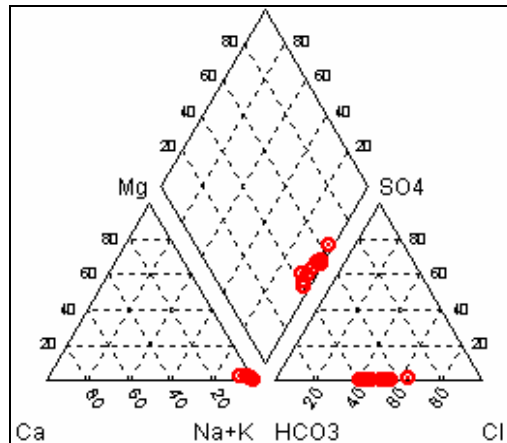


Figura 5. 42 Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla D

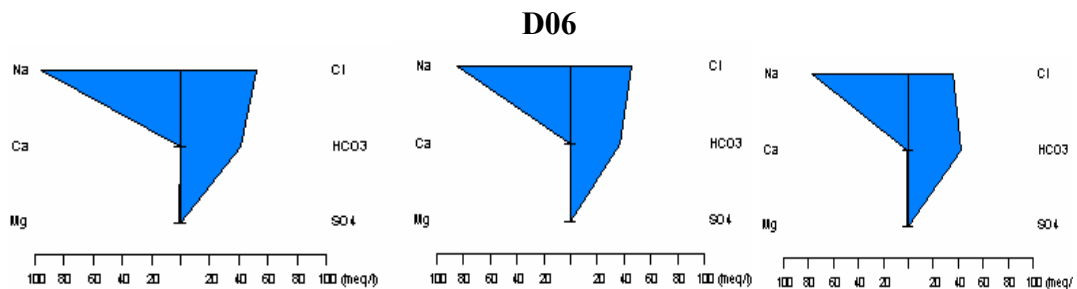


Figura 5. 43 Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en el pozo D06 de la Macolla D

Para incrementar la información se graficaron los datos de cloruros versus tiempo, con la finalidad de evidenciar si el agua producida presentaba valores de cloruros semejantes a los encontrados en la zona de transición, entre 700-900 mg/l, o si llegaba con altos contenidos de cloruros.

En la figura 5.44 se observa el gráfico de cloruros versus tiempo de los pozos de la macolla D, por lo general, los cloruros oscilan entre 1000-3000 mg/l y luego se

estabilizan en 1125 mg/l aproximadamente, valor que se asemeja al agua presente en la zona de transición. Los pozos D01, D04 y D07 desde el inicio de la producción de agua hasta la actualidad han reportado contenidos de cloruros que oscilan en los 1125 mg/l, esto indica que la zona de entrada del agua se encuentra cerca del pozo, interpretación que coincide con las analizadas en las curvas diagnósticas de Chan y la caracterización geológica.

De forma contraria ocurre con los pozos D03, D06 y D09, en los cuales se notaron valores altos de cloruros al inicio de la producción, que luego van disminuyendo, como consecuencia del intercambio iónico entre el agua proveniente de la zona de transición y el agua fósil.

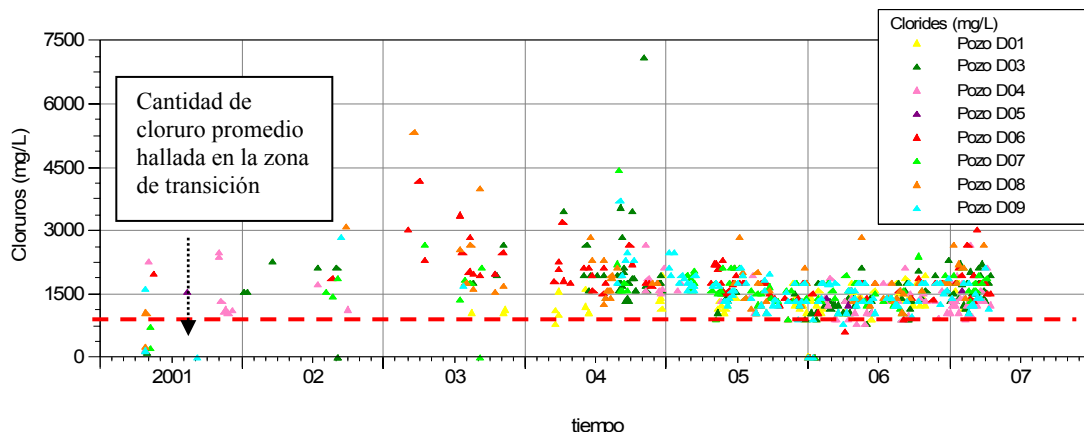


Figura 5. 44 Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla D.

2.5 Macolla F

La producción de agua de la macolla F proviene fundamentalmente de los pozos F01, F03, F05 y F06 (ver figura 5.45), la variación en el inicio de la producción de agua puede ser resultado de la posición estructural de estos. El comportamiento de los pozos F03, F05 y F06 es análogo, una vez que el agua llega a la completación de estos, aumenta aceleradamente la producción de este fluido, y no sólo

comparten esta característica, también les es común el hecho de que no pueden ser controlados por presión de fondo. Caso contrario acontece con el pozo F01, cuya producción de agua es progresiva.

Los otros pozos no se seleccionaron para la aplicación de los modelos considerados, debido a que no se consideran que tengan asociada una producción importante de agua.

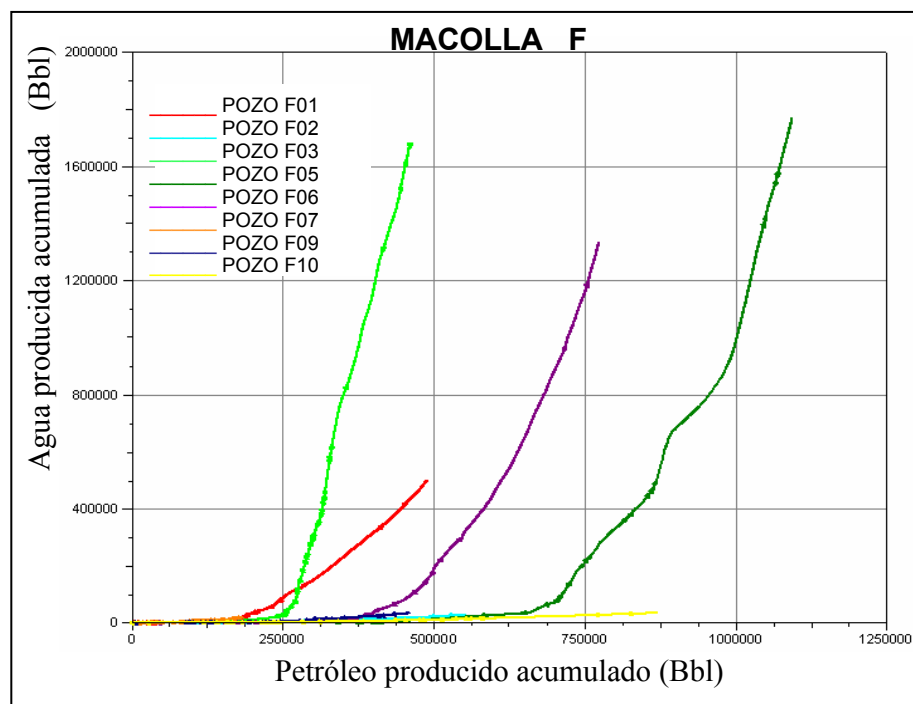


Figura 5. 45 Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la macolla F

Se elaboraron los gráficos diagnósticos para los pozos F01, F03, F05 y F06, en la figura 5.47 se puede detallar el gráfico correspondiente a la Curva de Chan para el pozo F01, en el cual se interpretó canalización, debido al crecimiento progresivo de las curvas, esta misma interpretación se halló en los pozos F03 y F06. En F05 no se observó una tendencia característica, debido a que en este no se tiene una producción continua a través del tiempo causada posiblemente por problemas

mecánicos, arenamiento, recortes en la producción de crudo, altos cortes de agua, etc.

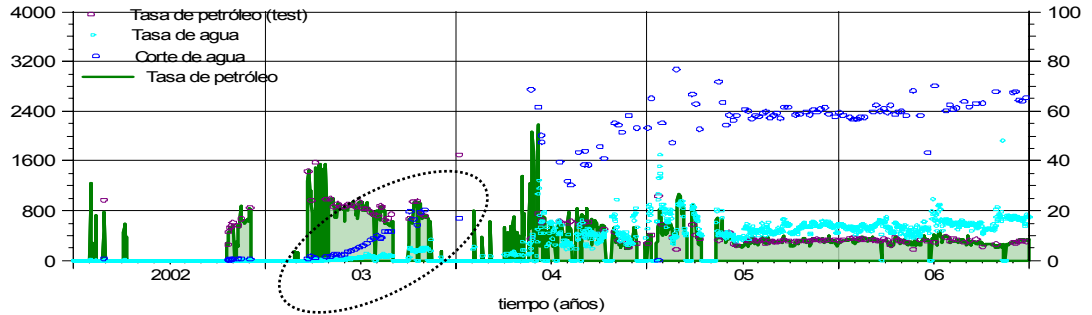


Figura 5. 46 Comportamiento de producción del pozo F01

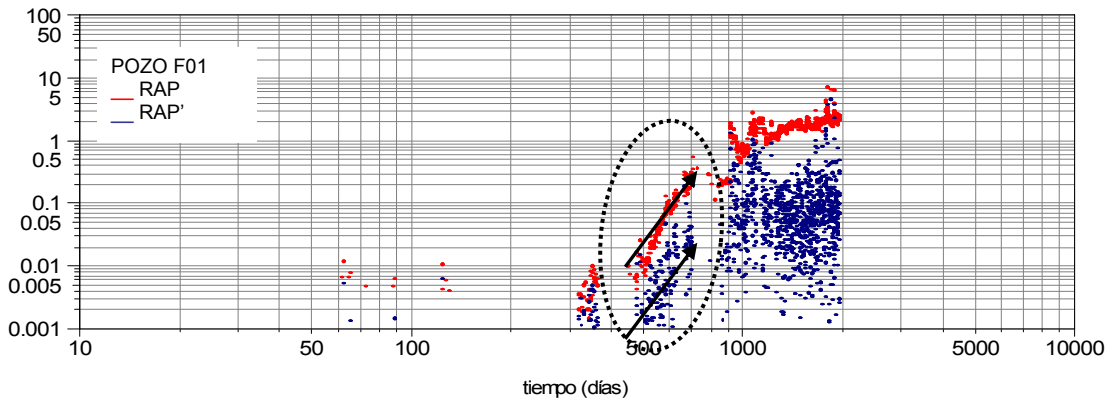
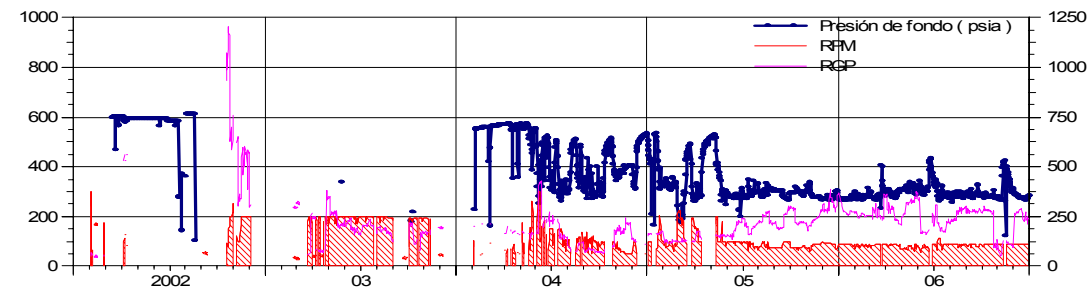


Figura 5. 47 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo F01

Se aplicó el método de Ramos en los pozos y se hallaron las funciones potenciales expuestas en la tabla 5.5, los resultados fueron canalización para el pozo F06, conificación para F01 y F03, mientras que en F05 se distinguen las dos formas de entrada del agua, canalización para los dos primeros períodos y conificación para los restantes.

Tabla 5.5 Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla F

Pozo	Funciones potenciales de la RAP
F01	$RAP = 0.0056 \cdot t^{0.8693}$
F03	$RAP = 0.0101 \cdot t^{0.9392}$
F05	$RAP = 0.0005 \cdot t^{1.295}$, $RAP = 0.0016 \cdot t^{1.2797}$, $RAP = 0.0103 \cdot t^{0.9689}$ y $RAP = 0.0108 \cdot t^{0.9202}$
F06	$RAP = 3 \cdot 10^{-5} \cdot t^{1.7736}$

Se analizó el comportamiento histórico de producción del pozo F05 y de los pozos vecinos B03 y L01 y se observó que los mismos se encuentran en comunicación lateral. En el gráfico de la historia de producción expuesto en la figura 5.48 se detalla que cuando el pozo B03 es cerrado para realizar el procedimiento de aislamiento de agua, ocurre al poco tiempo, la irrupción de agua en los pozos F05 y L01.

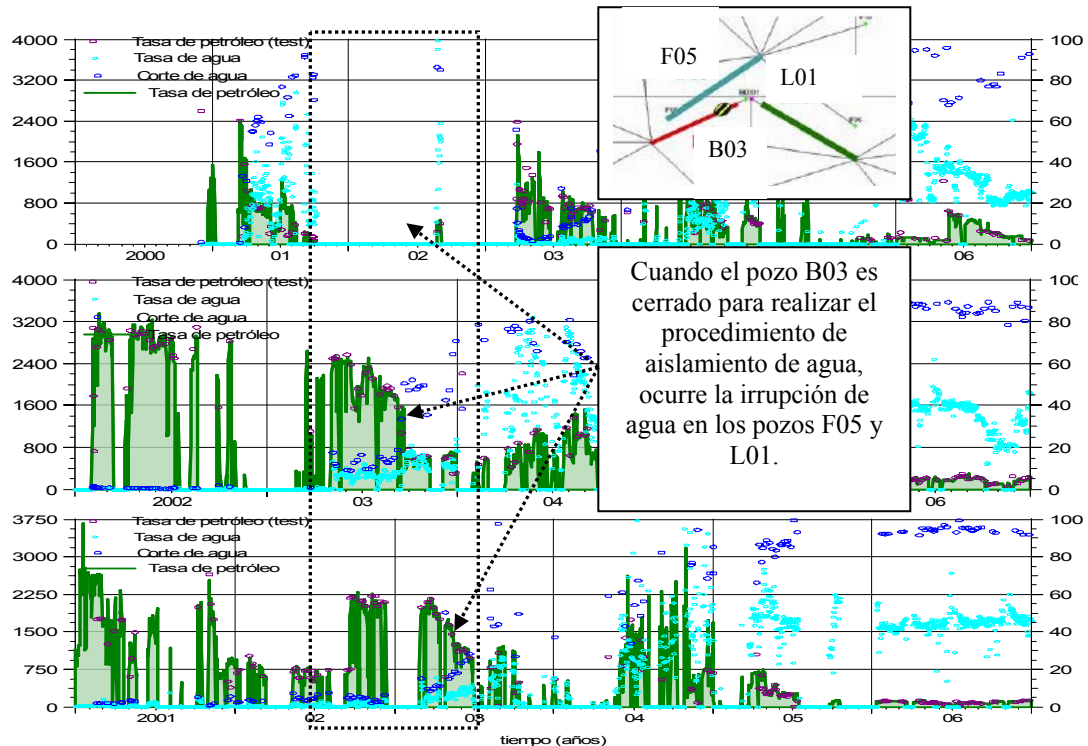


Figura 5.48 Comportamiento de producción de los pozos B03, F05 y L01, respectivamente

En cuanto a la entrada de agua del acuífero en este pozo, se tomó como base la interpretación estática de distribución de lutitas en el área, de la cual se interpretó una entrada vertical de agua proveniente de las arenas subyacentes, justo al inicio de la sección horizontal del pozo, ya que no se cuenta con suficientes puntos de control en esta zona que garanticen la existencia de un sello, es decir, no se tienen suficientes pozos estratigráficos verticales o inclinados, que garanticen la existencia de lutita hacia el centro de la macolla y como los espesores oscilan entre 0-5 pies, aumenta la incertidumbre.

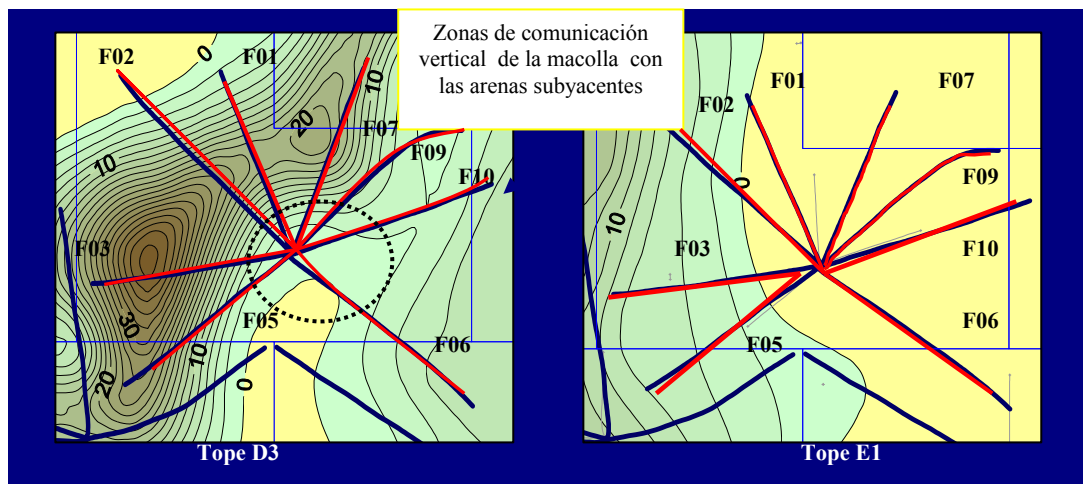


Figura 5. 49 Mapas de distribución de lutitas en los tope de las arenas D3 y E1 para la Macolla F

A pesar de que los pozos F02, F05, F06, F07, F09 y F10 se encuentra completado 100% en las arenas D1D2, los pozos F01 y F03 tienen parte de la sección horizontal navegando en la arena D3, esto se puede observar en las figuras 5.50 y 5.51 respectivamente, lo cual asegura una entrada vertical de agua, ya que la zona de transición se encuentra interpretada hacia la base de la arena D3 en esta zona del campo. Se detalló que el comportamiento de la curva de Agua producida acumulada vs. Petróleo producido acumulado del pozo F03 es muy similar a la de los pozos de la macolla A, en la cual se ha demostrado la entrada de agua vertical desde el acuífero en el centro de la macolla.

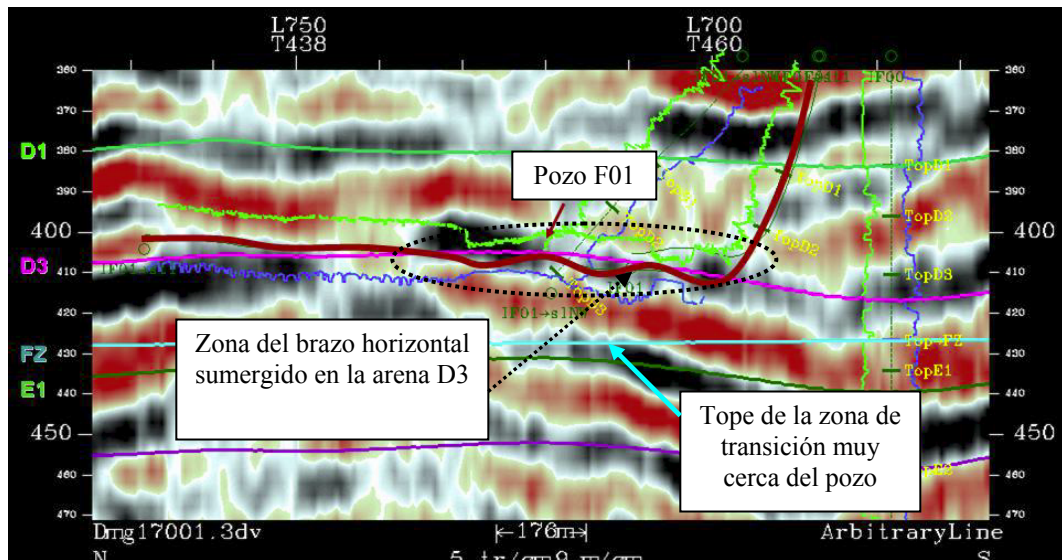


Figura 5.50 Trayectoria del pozo F01

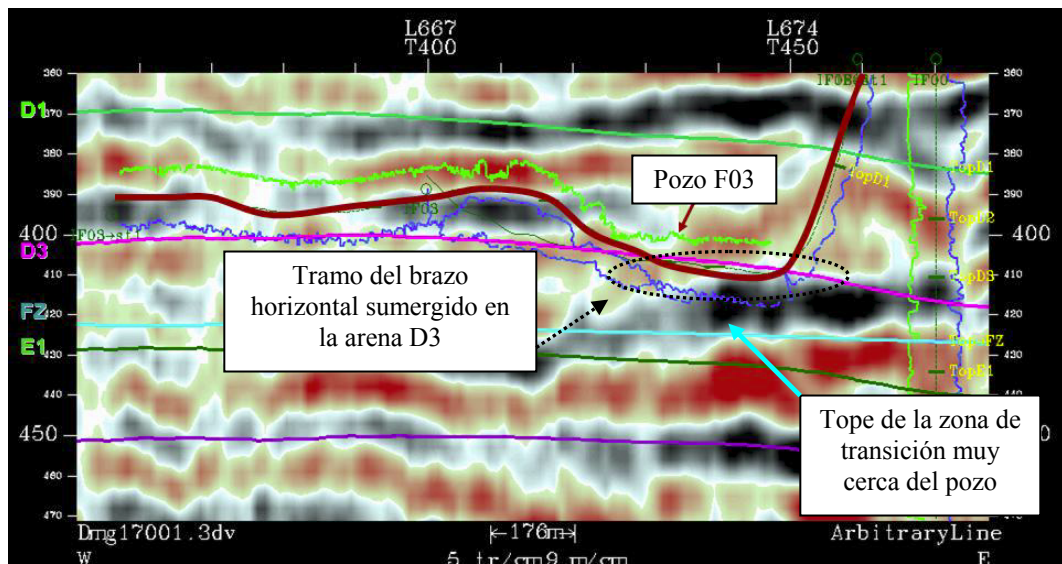


Figura 5.51 Trayectoria del pozo F03

Para verificar que el agua de invasión tiene su origen en la zona de transición tal como lo muestra el modelo estático, se procedió a realizar los diagramas hidroquímicos correspondientes a las muestras de los pozos pertenecientes a la macolla F. En la figura 5.52, se halla el diagrama de Piper, en el cual se comprueba que el agua proviene de la zona de transición, este mismo resultado se distingue en los gráficos de Stiff (ver figura 5.53).

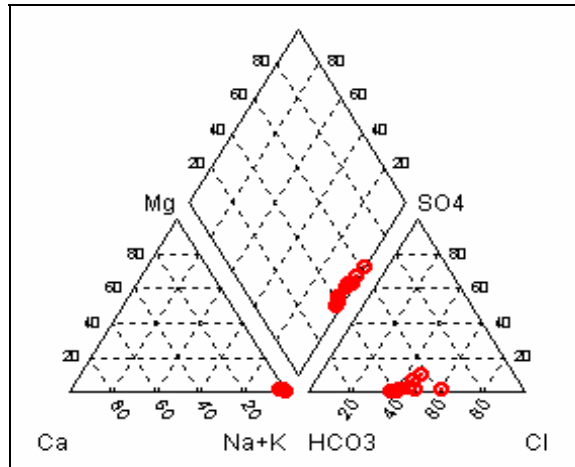


Figura 5.52 Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla F

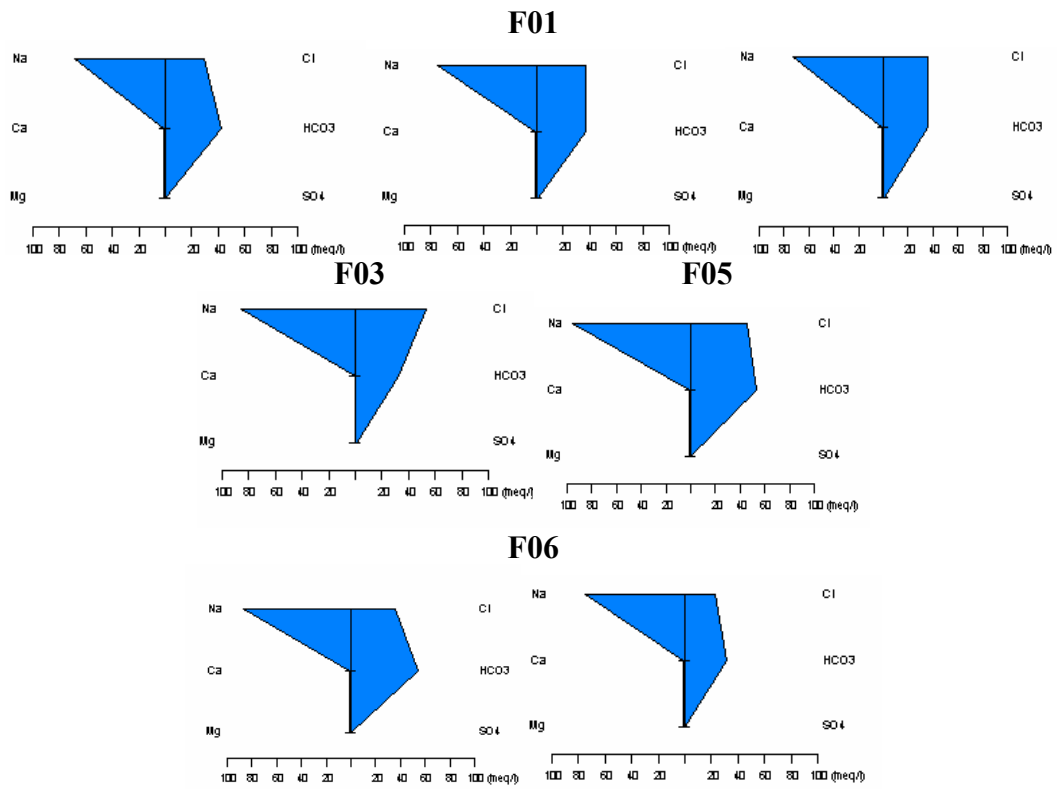


Figura 5.53 Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en diferentes pozos de la Macolla F

A pesar de que el agua canalizada proviene de la zona de transición en el gráfico de cloruros versus tiempo (figura 5.54) no todos los pozos tienden a la misma proporción de cloruros que hay en la zona de transición, sólo los pozos F01 y F03 reportaron valores bajos alrededor de los 1500 mg/l, este resultado era el esperado ya que estos se encuentran más cerca de la zona de agua, por estar parte de sus completaciones navegando en la arena D3. Por otra parte, para los pozos restantes se observaron valores de salinidad entre 2000-3500 mg/l a principios de la producción de agua, que posteriormente van disminuyendo en el tiempo, como consecuencia de una mayor trayectoria recorrida por el agua, en comparación con los pozos F01 y F03.

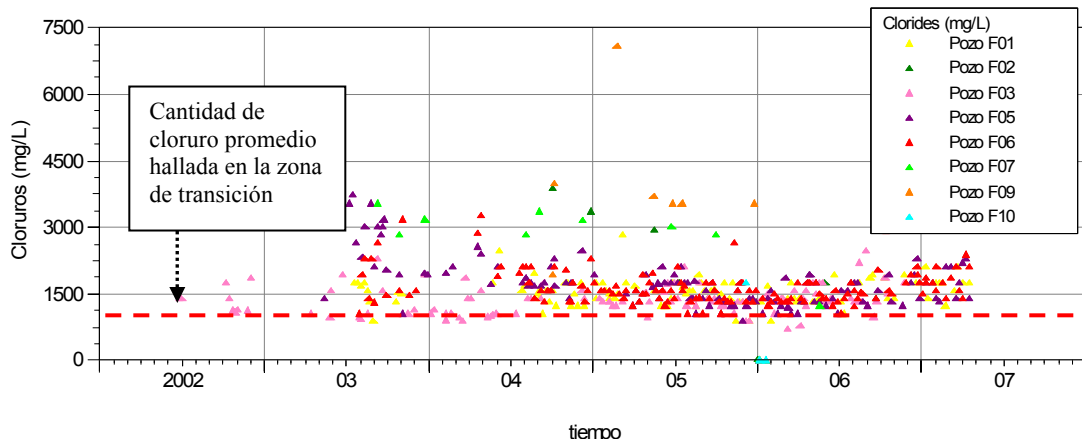


Figura 5. 54 Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla F

2.6 Macolla L

El primer pozo en iniciar la producción de agua fue L02, a principios del año 2001. Sin embargo, actualmente todos producen con cortes mayores al 50%; los pozos L01, L02, L04 y L11 tienen una tendencia similar en el gráfico de W_p vs. N_p (ver figura 5.55) y los mismos no alcanzan la presión mínima estipulada en sus condiciones operacionales, bien sea por limitaciones en la completación o en el sistema de levantamiento.

Los pozos L05, L06 y L12 tienen un crecimiento gradual de la producción de agua, esta diferencia en la evolución de las curvas son indicativas de la presencia de distintas zonas de invasión de agua.

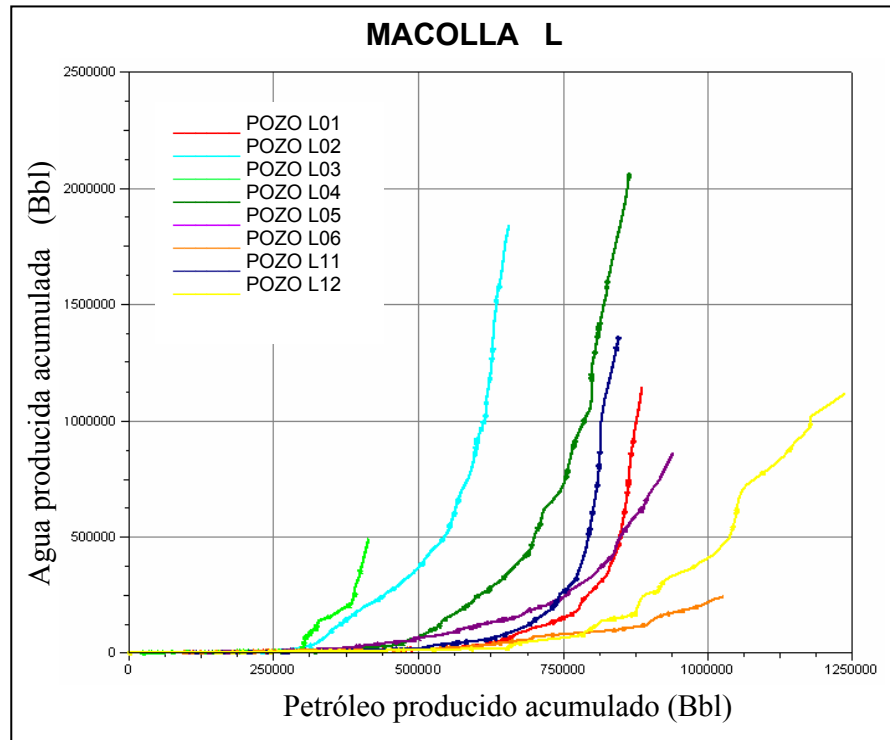


Figura 5.55 Gráfico de agua producida acumulada vs petróleo producido acumulado de la Macolla L

Todos los pozos fueron considerados para la aplicación de los modelos por presentar altos cortes de agua de formación, con estos modelos se busca explicar estas diversidades en la producción de agua. De los gráficos de Chan realizados en esta macolla, no se observó una tendencia clara para los pozos L03, L04, L05, L06, L11 y L12 (ver apéndice A) debido a los repetidos períodos de cierre encontrados en las historias de producción de los mismos. En la figura 5.57 se observa el gráfico de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP') versus tiempo, del pozo L02, en el cual se interpretó canalización del agua, debido a que el crecimiento de las curvas es progresivo, caso contrario se encontró en L01, en el cual el agua se canaliza de una fuente cercana.

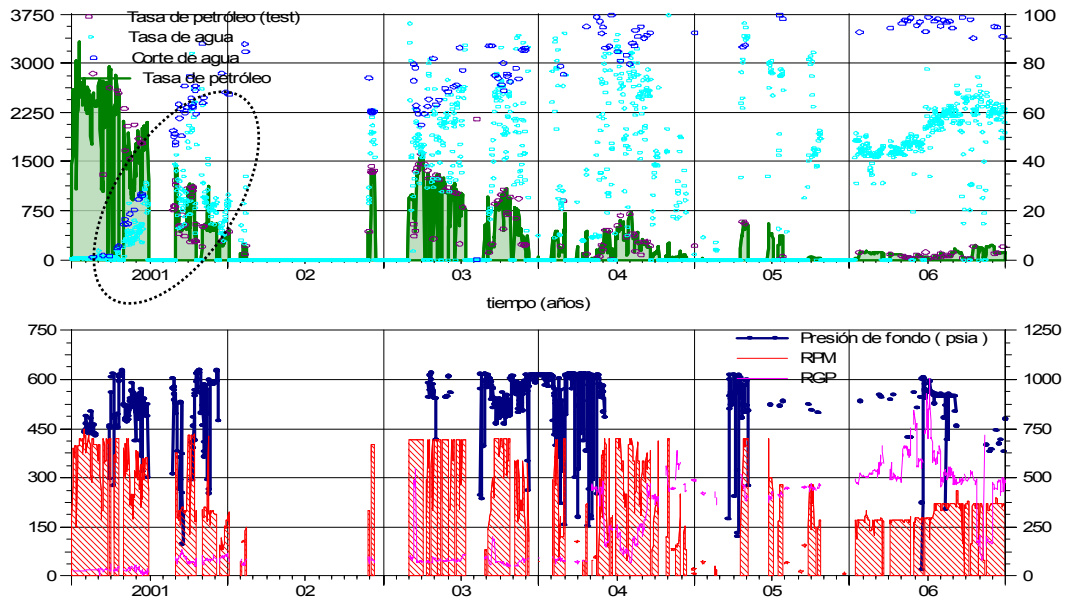


Figura 5.56 Comportamiento de producción del pozo L02

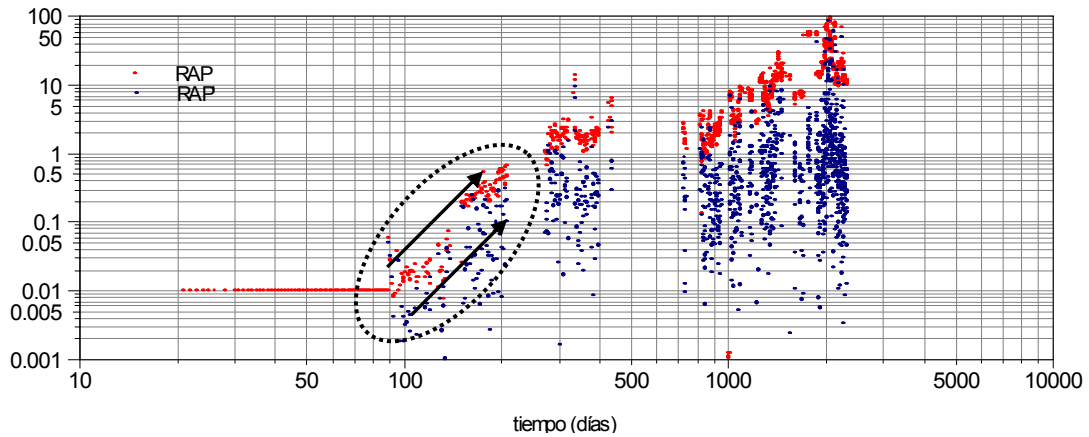


Figura 5.57 Comportamiento de la Curva de Chan para el pozo L02

En cada una de las historias de producción de los pozos se pueden observar los períodos de producción señalados (ver apéndice A) para la aplicación de la metodología de Ramos, cuyas funciones potenciales calculadas se disponen en la tabla 5.6. En los pozos L02 y L04 no se disponía de períodos de producción continuos que fuesen representativos para realizar dicha metodología.

Tabla 5.6 Funciones potenciales de la Relación Agua-Petróleo (RAP) de los pozos de la macolla L

Pozo	Funciones potenciales de la RAP
L01	$RAP = 1 \cdot 10^{-5} \cdot t^{2.0836}$, $RAP = 2 \cdot 10^{-5} \cdot t^{2.0015}$, $RAP = 6 \cdot 10^{-5} \cdot t^{1.8703}$ y $RAP = 1 \cdot 10^{-4} \cdot t^{1.7226}$
L03	$RAP = 0.0018 \cdot t^{1.0142}$, $RAP = 0.0187 \cdot t^{0.6247}$, $RAP = 2 \cdot 10^{-6} \cdot t^{2.1505}$, $RAP = 7 \cdot 10^{-7} \cdot t^{2.3305}$ y $RAP = 10^{-8} \cdot t^{2.9411}$
L11	$RAP = 0.0053 \cdot t^{1.2006}$, $RAP = 0.0022 \cdot t^{1.4436}$ y $RAP = 2 \cdot 10^{-6} \cdot t^{2.2067}$
L12	$RAP = 0.0031 \cdot t^{0.9196}$, $RAP = 0.001 \cdot t^{1.0939}$ y $RAP = 0.0013 \cdot t^{1.0697}$

En L01 y L11 todas las funciones potenciales dan como resultado canalización para cada uno de los períodos señalados mientras que en L03 se interpretó conificación para el segundo período de producción señalado y canalización para los otros períodos, sin embargo, los resultados hallados en este pozo no se consideraron representativos, debido a la comunicación lateral de este pozo con sus vecinos¹⁷. Con respecto a L12 los resultados dan conificación para el primer período y canalización para los siguientes.

El modelo estático nos muestra hacia el oeste de la macolla comunicación vertical entre D1D2 y las arenas subyacentes D3 y E1, de forma contraria, se observa la existencia de una barrera de lutita hacia el centro y al este de la misma macolla, que impide la comunicación hidráulica entre las mismas arenas. Debido a que todos los pozos de esta macolla se encuentran completados en las arenas D1D2, únicamente deberían ser productores de agua los pozos L01, L03 y L05. Sin embargo, el pozo L02 fue el primero en producir agua y luego se unieron el resto de los pozos del este. Al revisar la ubicación de los pozos estratigráficos se percibió que no existe la suficiente información que garantice un sello hacia esta zona, es por esta razón que debe existir una zona de comunicación vertical entre las arenas que permita la entrada de agua.

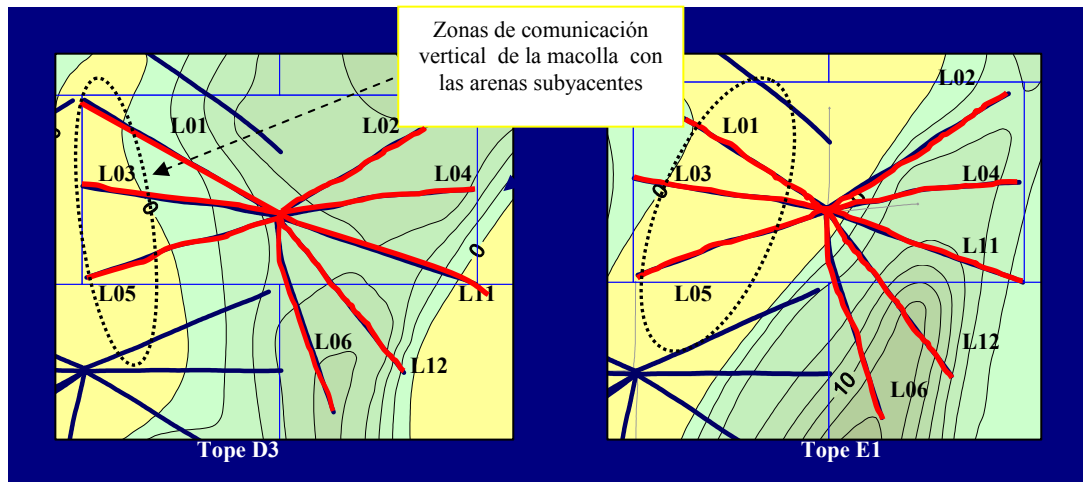


Figura 5. 58 Mapas de distribución de lutitas en los topes de las arenas D3 y E1 para la Macolla L

El agua producida pertenece a la familia de aguas mixtas, es decir, la que se encuentra presente en la zona de transición, es importante resaltar que en todas estas macollas analizadas el agua que invade los pozos siempre es la misma, este resultado se pudo comprobar a través del Gráfico de Piper (ver figura 5.59) y los diagramas de Stiff (ver figura 5.60) del agua captada en esta macolla, se graficaron la muestras de los pozos L03, L04, L05 y L12 por tener estas una caracterización físico-química disponible y en las mismas se percibió una variación de la salinidad en el tiempo, esto indica que la canalización del agua no es directa sino que existe una mayor trayectoria de recorrido.

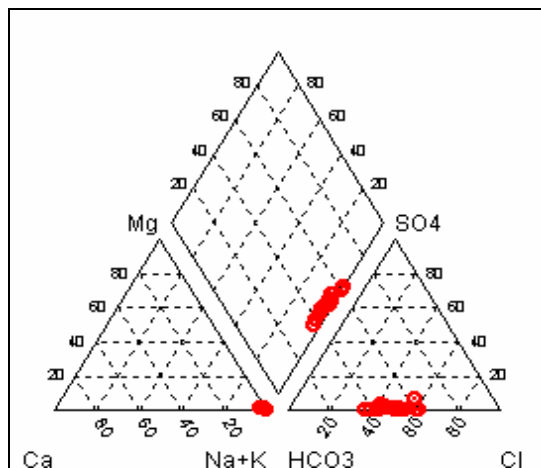


Figura 5. 59 Diagrama de Piper del agua producida en la Macolla L

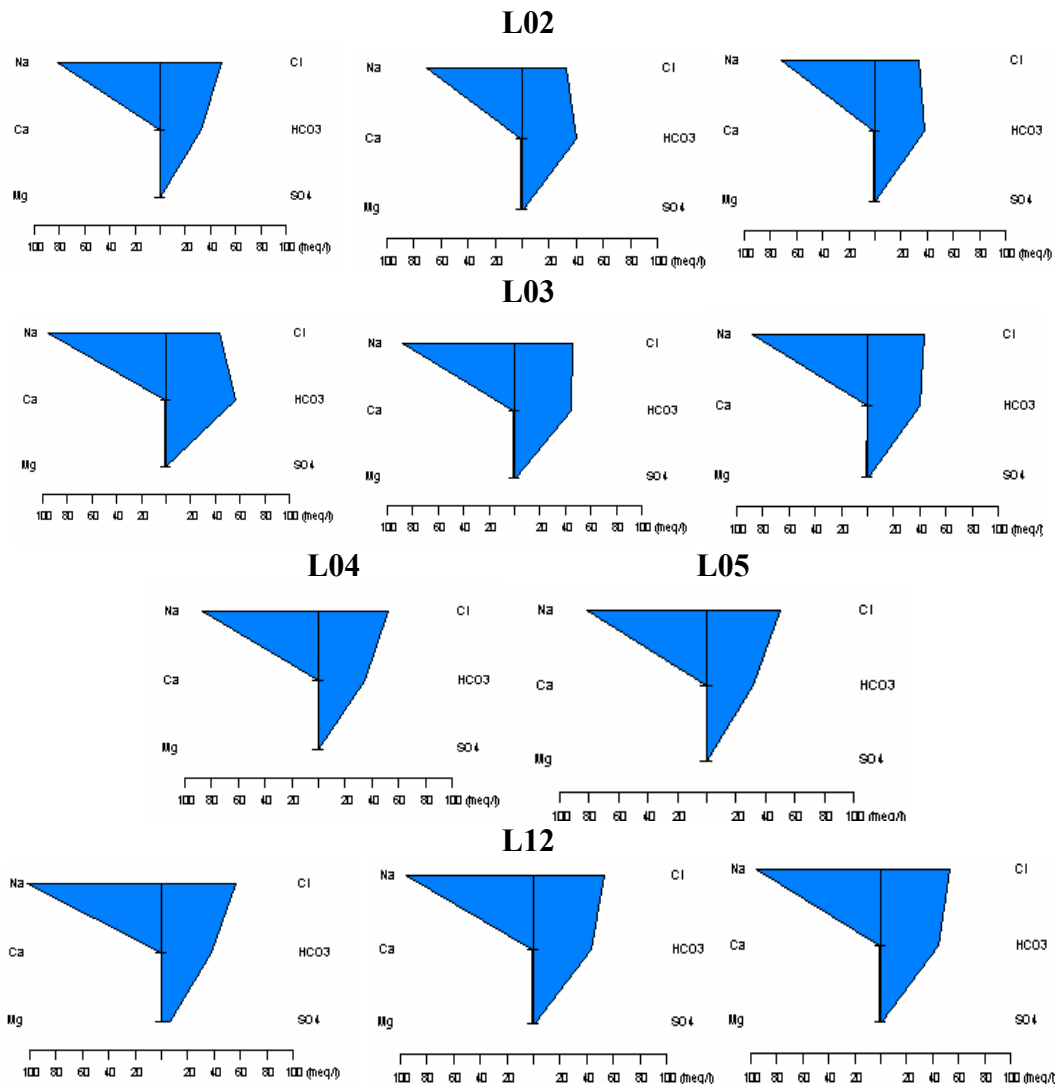


Figura 5. 60 Diagramas de Stiff de muestras de agua producida en diferentes pozos de la Macolla L

El análisis de los valores de cloruros reportados, al igual que en algunas macollas ya estudiadas, tiene dos comportamientos significativos, en un primer lugar se describen aquellos pozos en los cuales, el agua producida al inicio es más salobre que la final, tal es el caso de los pozos ya mencionados arriba, cuyos contenidos de cloruros oscilan entre 1500-3000 mg/l y posteriormente se estabilizan como consecuencia del lavado de los canales preferenciales.

Por otra parte, están los pozos que desde el comienzo los cloruros medidos están alrededor de los 1500 mg/l o menos, y estos son los que tienen la zona de entrada del agua más cerca en comparación con los otros pozos, como ocurre con L01, L02 y L11. Si embargo, en L02 los datos muestran que desde el inicio de la producción los mismos oscilaban en 1500 mg/l, con excepción de las muestras del año 2003 que presentan valores altos, esto fue debido a un procedimiento de aislamiento de agua, en donde el agua abrió nuevos canales y como consecuencia disolvió mayores cantidades de sales, teniendo más tiempo para disolver las sales del agua de formación.

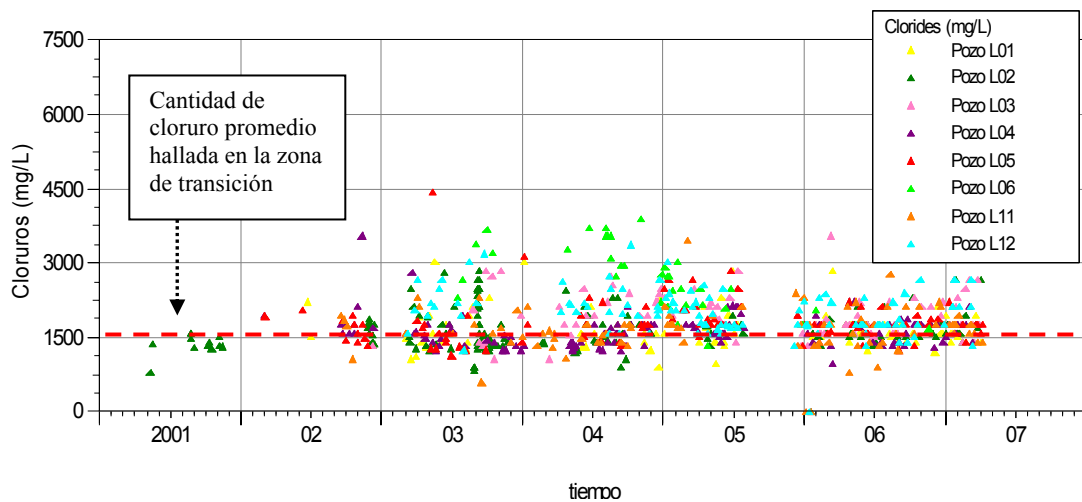


Figura 5. 61 Variación del contenido de cloruro del agua producida en los pozos de la Macolla L

5.3 COMPARACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS OBTENIDOS Y EL MODELO ACTUAL DEL MOVIMIENTO DEL AGUA EN EL ÁREA DE ESTUDIO.

En la figura 5.62 se observa un mapa de las interpretaciones de las zonas de entradas de agua y comunicación lateral de las macollas estudiadas, estas zonas de agua se compararon la información obtenida de los gráficos diagnósticos y los análisis químicos del agua. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

- La interpretación actual de la zona de entrada de agua de la macolla A coincide con los resultados obtenidos. Para todos los pozos de esta macolla se identificó rápida canalización, lo que indica que esta fuente de agua está cerca de las completaciones de los pozos y la cantidad de cloruro disuelto en el agua aquí producida (< 1500 mg/l) confirman que la trayectoria de recorrido es corta.
- La macolla B se alimenta de tres zonas de entrada de agua, dependiendo de la ubicación geográfica de los pozos. Para B02, B05 y B06 al oeste de la macolla, la interpretación también se corresponde con los resultados: la salinidad en B02 y B05 (< 1500 mg/l) es menor que en B06 (>3000 mg/l), ya que este último se encuentra más alejado de la entrada del agua. En B05 la interpretación de Chan arrojó canalización de una fuente cercana, al igual que en B03, al noreste de la macolla, con bajos cloruros reportados (< 1500 mg/l).

En B07 la salinidad es alta (2000-4500 mg/l) en comparación con los otros pozos, indicando trayectoria de recorrido mayores.

- En la macolla C solo los pozos C03 y C05 producen agua de irrupción, y en el mapa de zonas de entrada de agua se observa que para cada pozo hay una entrada. En C03 según las curvas de Chan, la canalización proviene de una fuente lejana a la completación del pozo y los valores de salinidad (2000-5000 mg/l) confirman este resultado, que se corresponde con la interpretación actual.

En C05 ocurre todo lo contrario con la metodología de Chan, donde se obtuvo canalización de una fuente cercana. Los datos de cloruros reportados son superiores (1500-3000 mg/l) a los que generalmente se observan en este tipo de mecanismos de entrada del agua, pareciera existir una contradicción: Chan indica que la fuente es cercana y los cloruros que es lejana, en realidad la fuente está cerca del pozo, el aumento de los cloruros es debido a la tortuosidad del área en el cual se encuentra, entre 12-13 de 15 (ver apéndice B).

- Para los pozos D01, D03, D04, D07 y D08 el agua proviene de una fuente cercana, según Chan. Aunque en el mapa de entradas de agua pareciera no observarse, se debe considerar que estas entradas de agua son referenciales y no pueden interpretarse con “puntos” de entrada. Generalmente se refieren a zonas del yacimiento donde no hay sellos y por ende hay entrada vertical del agua.
- Para los pozos F01 y F03 no se observa en el mapa de zonas de agua, una fuente que los alimente, debido a que el ingreso ocurre en la porción de los brazos horizontales que se encuentran sumergidos en la arena D3. Para F06 el agua canalizada proviene de una zona lejana al pozo esto se comprobó a través de la evolución del ión cloruro en el agua producida. Aunque para F05 no obtuvo un resultado mediante la metodología de Chan, los cloruros

reportados indican una que el ingreso del agua al pozo no es directo, tal y como se observa en la interpretación actual.

- Debido a que en los pozos L03, L04, L05, L06, L11 y L12 los mecanismos de ingreso de agua al pozo no fueron claramente divisados, no se tiene una interpretación de las curvas de Chan. Sin embargo, mediante la variación de la salinidad se conoce que L04 y L11 se encuentran más cerca de la zona de agua que L03, L05, L06 y L12, deducción que concuerda con lo expuesto en el mapa. Para L01 el agua se canaliza de una fuente cercana.

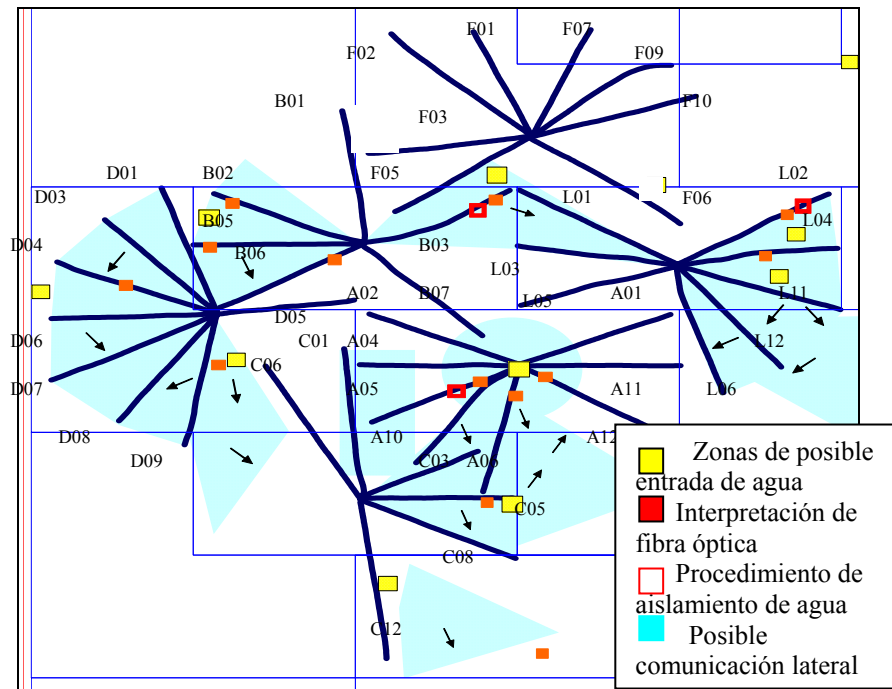


Figura 5. 62 Interpretación de las zonas de entrada del agua para las Macollas A, B, C, D, F y L

CONCLUSIONES

1. El agua de irrupción producida en los pozos de las Macollas A, B, C, D, F y L proviene de la Zona de Transición.
2. El análisis de la evolución del ión cloruro (Cl) es una herramienta poderosa para identificar y/o monitoriar el movimiento del agua en el yacimiento, también contribuye a ubicar las posibles zonas de agua que inundan a los pozos.
3. La metodología de Chan para identificar la forma de ingreso del agua al pozo funciona en el área estudiada.
4. El mecanismo de ingreso del agua en los pozos estudiados es canalización, la misma puede ser de zonas de entrada de agua que se encuentran lejanas o cercanas a la completación.
5. Los pozos a los cuales se les identificó rápida canalización mediante los gráficos de Chan: todos los pertenecientes a la Macolla A, B03, B05, C05, D01, D03, D04 y D08 muestran una tendencia similar en la curva de agua producida acumulada versus petróleo producido acumulado.
6. El 70% de los pozos que dieron como resultado rápida canalización o canalización del agua proveniente de una fuente cercana a la completación del pozo no pueden llegar a la presión mínima de fondo fluyente establecida para el campo. Estos pozos son: los pertenecientes a la Macolla A, B05, D01 y D07.

7. Los resultados obtenidos mediante las metodologías aplicadas se corresponden con la interpretación actual de las zonas de entrada de agua.
8. Para los períodos de producción de los pozos, en los cuales ocurre un fenómeno de acumulación de bancos de agua y/o comunicación lateral la metodología de Ramos arroja como resultado conificación.
9. Es indispensable evaluar por separado, los casos donde se tengan en el histórico de producción variaciones de las tendencias, esto con la finalidad de entender mejor los cambios en la curva Relación Agua-Petróleo (RAP).
10. Los gráficos de diagnósticos deben ser utilizados en conjunto con otros tipos de análisis, tales como: interpretaciones geológicas, revisión de la historia de producción, análisis físico-químico del agua, procesos de monitoreo, etc. para evitar conclusiones erróneas.

RECOMENDACIONES

- Continuar la investigación en los pozos restantes del campo.
- Se recomienda aplicar la siguiente metodología para el análisis de los pozos restantes:
 1. Identificar cuales son los pozos que producen agua de irrupción.
 2. Identificar el período de irrupción del agua en el pozo para conocer el mecanismo de entrada mediante la metodología de Chan.
 3. Construir las curvas de Chan.
 4. Aplicar la metodología de Ramos para los períodos post-irrupción, con la finalidad de identificar posibles variaciones en el mecanismo de producción de agua.
 5. Construir los Diagramas de Stiff y el Gráfico de Piper del agua producida en los pozos. Posteriormente compararlos con el modelo estático de los cuerpos de agua presentes en el campo para identificar el origen de la misma.
 6. Complementar la información obtenida de las curvas de Chan con la evolución de ión cloruro en el agua producida y los mapas de distribución de lutita en los topes de cada una de las arenas.
 7. Comparar los resultados obtenidos con la interpretación actual del movimiento del agua.

BIBLIOGRAFÍA

- ¹ Duarte, Richard. *Estimación del comportamiento de producción de un pozo chops en el campo Sincor*. Trabajo Especial de grado. Facultad de Ingeniería, UCV. 2006
- ² Pereira, Elsy; Vincent, Gilles y otros. *Controlling Water Risk in Extra Heavy Oil Environments*. SPE/PS-CIM/CHOA 97708. Noviembre, 2005.
- ³ Calderón, E (2002) *Construcción de modelos geoestadísticos a escala centimétrica de las facies heterolíticas en las secciones informales C1 y C2 de la formación oficina, Campo San Diego, Zuata (Edo. Anzoátegui)*. Trabajo especial de grado. Inédito Universidad Central de Venezuela.
- ⁴ Inmaculada Corrales, Juan Rosell, Luis Sánchez, Juan A. Vera y Lorenzo Vilas. *Estratigrafía*. Editorial Rueda, Madrid, 1977.
- ⁵ Webb, Philip y otros. *Enhanced scale management through the application of inorganic geochemistry and statistics*. SPE 87458, Mayo 2004.
- ⁶ López, Carlos. *Aguas de formación asociadas a crudos*. Instituto de Ciencias de la Tierra, Centro de Geoquímica, Facultad de Ciencias, Universidad Central de Venezuela. 1998
- ⁷ Sánchez San Román, Javier. *Evolución geoquímica de las aguas subterráneas*. Publicación del Departamento de Geología de la Universidad de Salamanca (España). [Documento en línea]. Disponible: [http:// www.usal.es/javisan/hidro](http://www.usal.es/javisan/hidro) [Consulta: 2006, agosto 16]

- ⁸ DONADO GARZON, Leonardo D. *Hidrogeoquímica*. [Documento en línea]. Disponible: www.h2ogeo.upc.es/ldonado/Publications/Capítulo_3.pdf [Consulta: 2006, agosto 16].
- ⁹ Instituto Nacional de Engenharia. *Léxico de Termos Hidrogeológicos*. [Documento en línea]. Disponible en: http://e-geo.ineti.pt/bds/lexico_hidro/lexico.htm . [Consulta: 2006, septiembre 1].
- ¹⁰ Oiltracers. *Water Geochemistry in the Sincor Field: Evaluation of Major Ion Chemistry in the Historical Data*. April, 2004
- ¹¹ Chan, K.S. *Water control diagnostic plots*. Artículo de la SPE 30775, presentado en la Conferencia y Exhibición Anual de la SPE, Dallas, Texas, EEUU. Octubre 1995.
- ¹² Zhengmimng Yang Juan Peralta and Elsy Pereira. *Development and application of customized diagnostic plots for analyzing water encroachment of horizontal well in Sincor field*. Sincor, 2002.
- ¹³ Emiliano Rodrigo Sosa Massaro. *Influencia de la relación de movilidades en la eficiencia de una recuperación secundaria*. Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de Cuyo- Mendoza. [Documento en línea]. Disponible: www.cuyo.spe.org/images/cuyo/setup/paper%20SM.pdf [Consulta: 2006, agosto 16]
- ¹⁴ Seright, R. S., Lane, R. H. and Syndask, R. D. “ *A Strategy for attacking excess water production*”, SPE 70067, Midlan, Texas, 15-16 May 2001.
- ¹⁵ Ramos, Luis. *An assessment method for field implementation of the downhole water sink “DWS” technology*. Universidad Simón Bolívar. Agosto, 2000

¹⁶ Osorio, Juan. *Uso del OFM para determinar origen de producción excesiva de agua mediante la elaboración de gráficos de diagnósticos*. PDVSA exploración y producción.

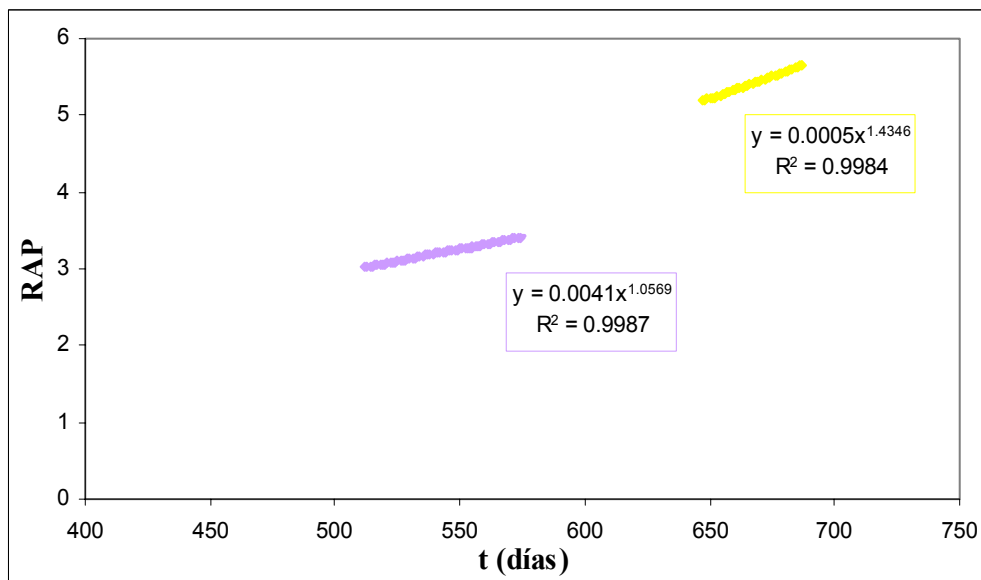
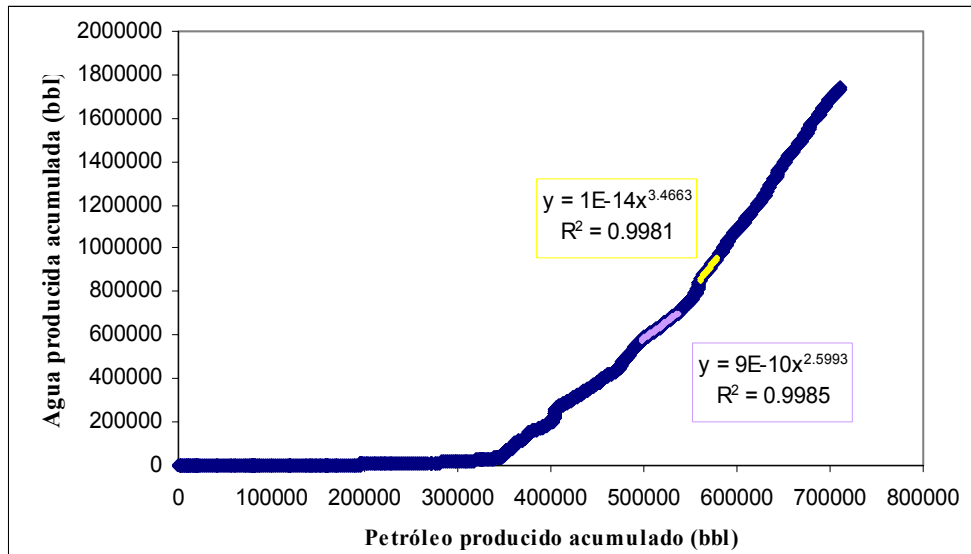
¹⁷ Rondon, María y Denys Delgado, *Entendimiento de la producción de agua y nuevas políticas de producción en la arenas de la unidad Fluvial*, Sincor 2006-2007.

APÉNDICE A

MACOLLA A

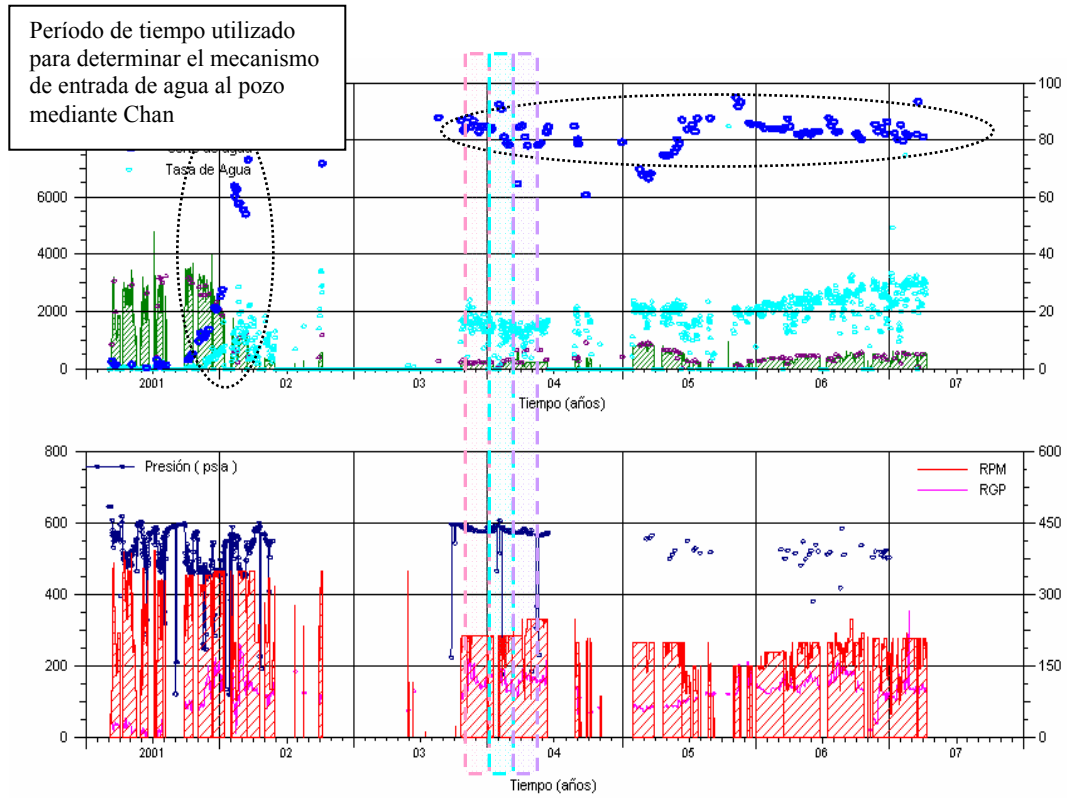
POZO A01

CURVAS DE RAMOS

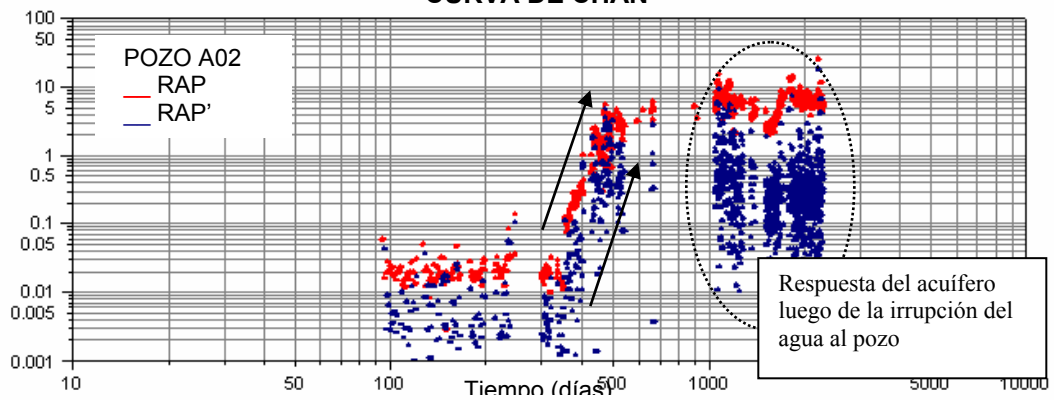


POZO A02

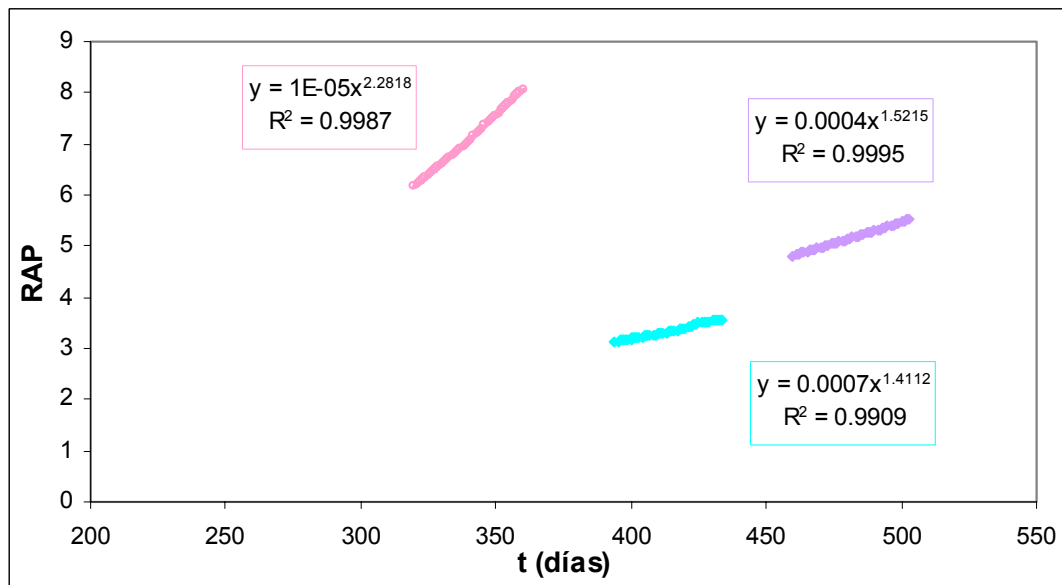
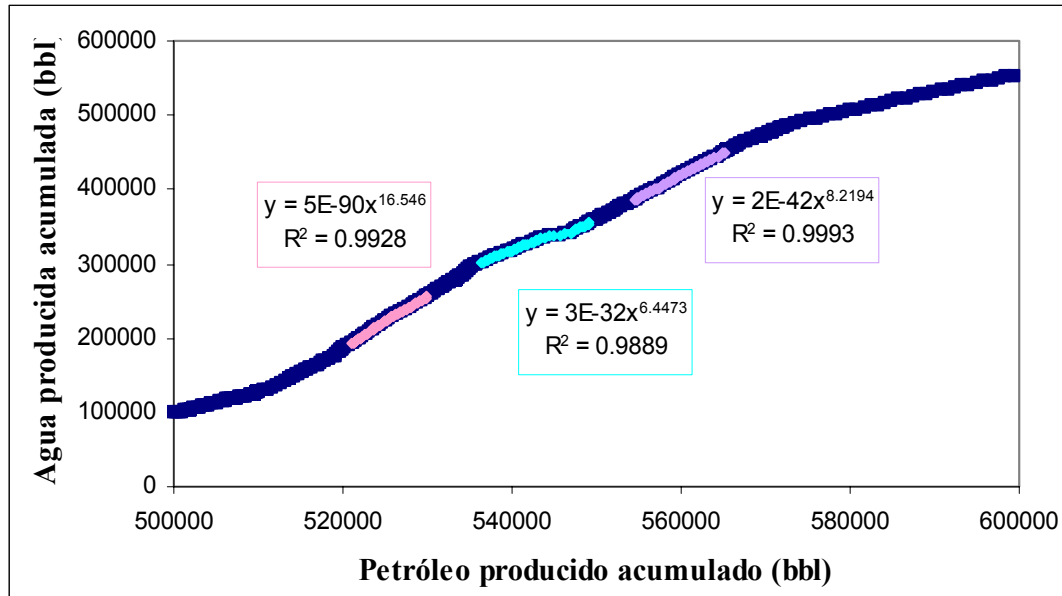
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

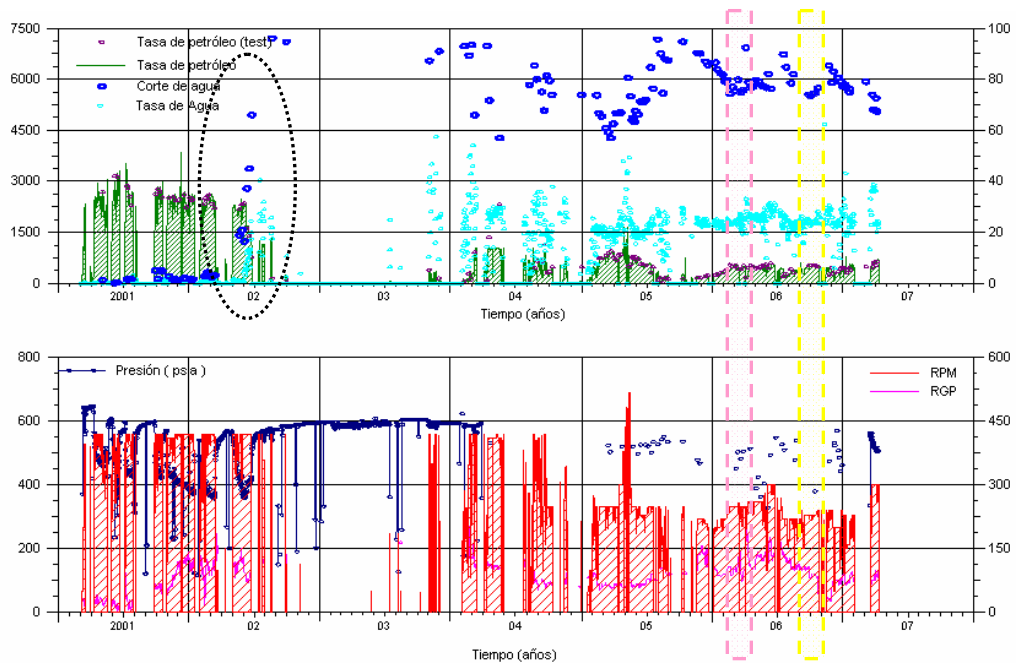


CURVAS DE RAMOS

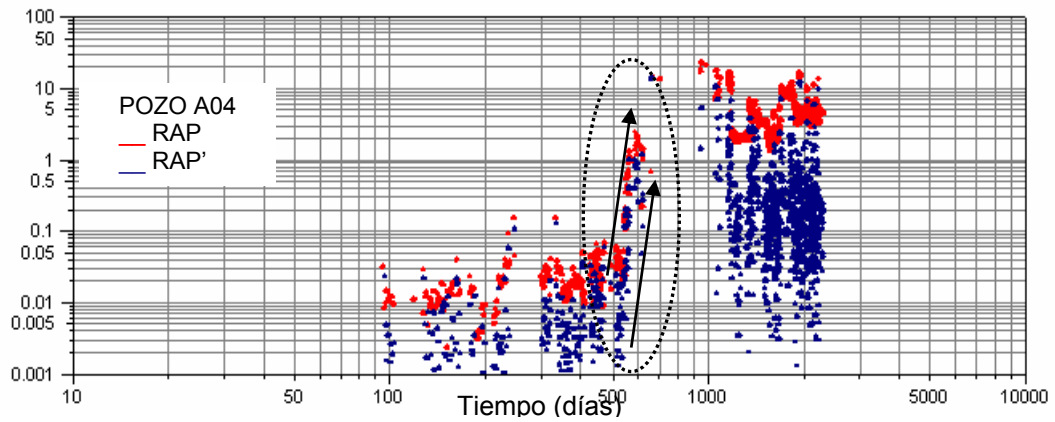


POZO A04

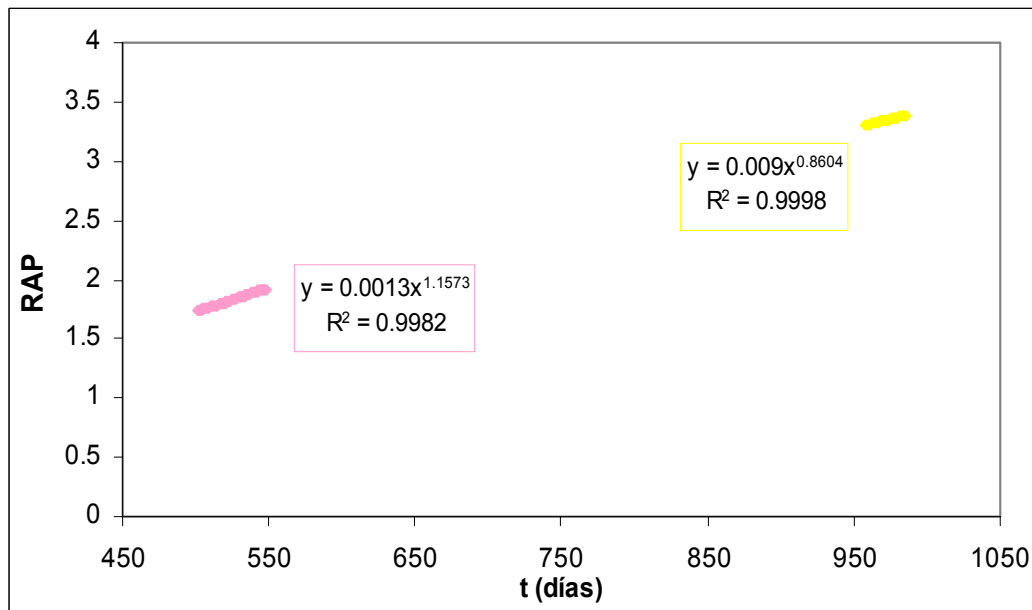
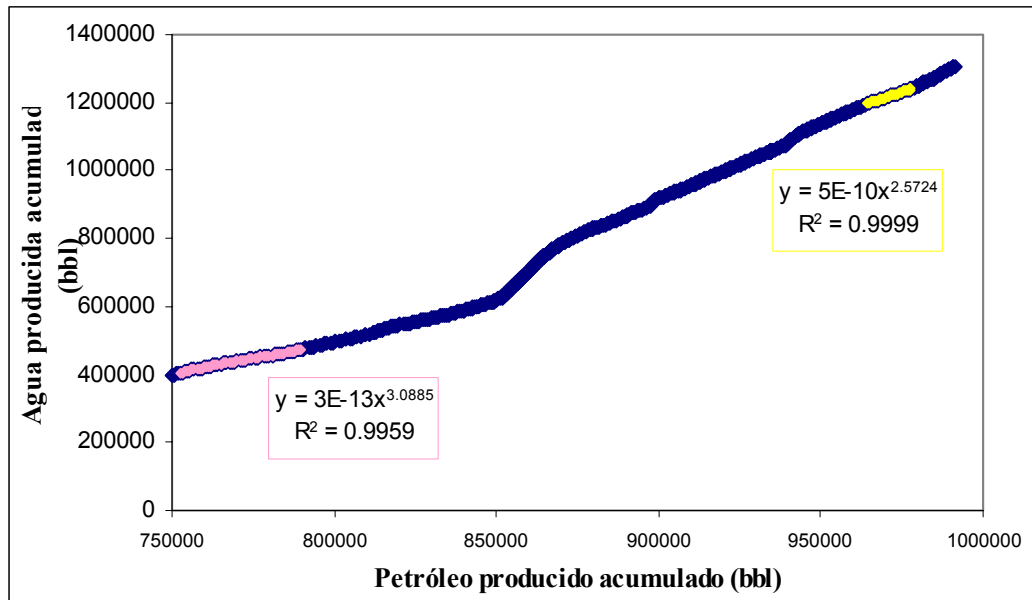
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

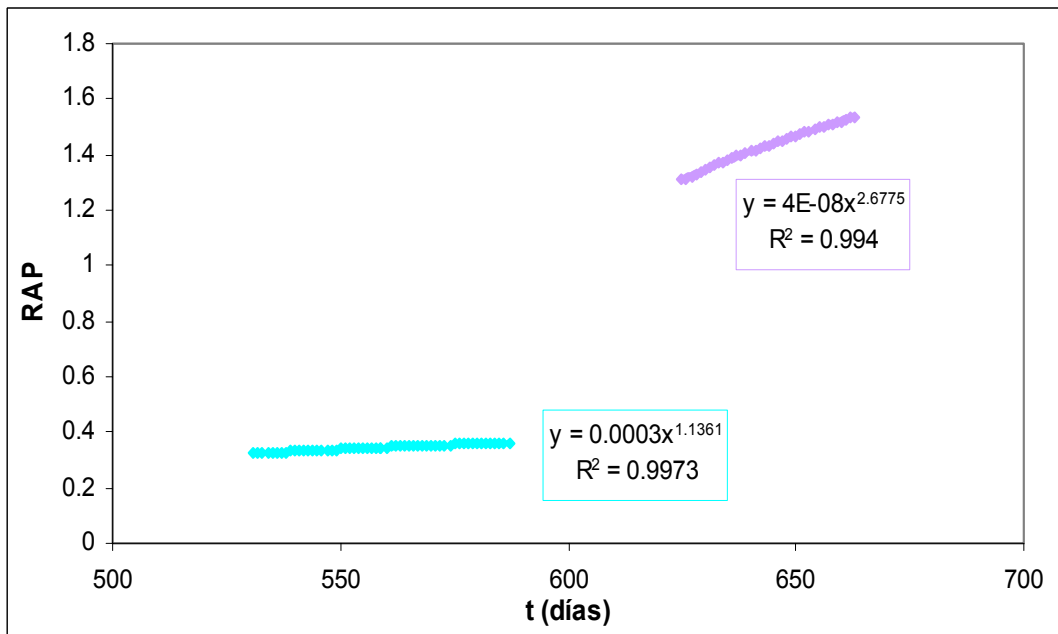
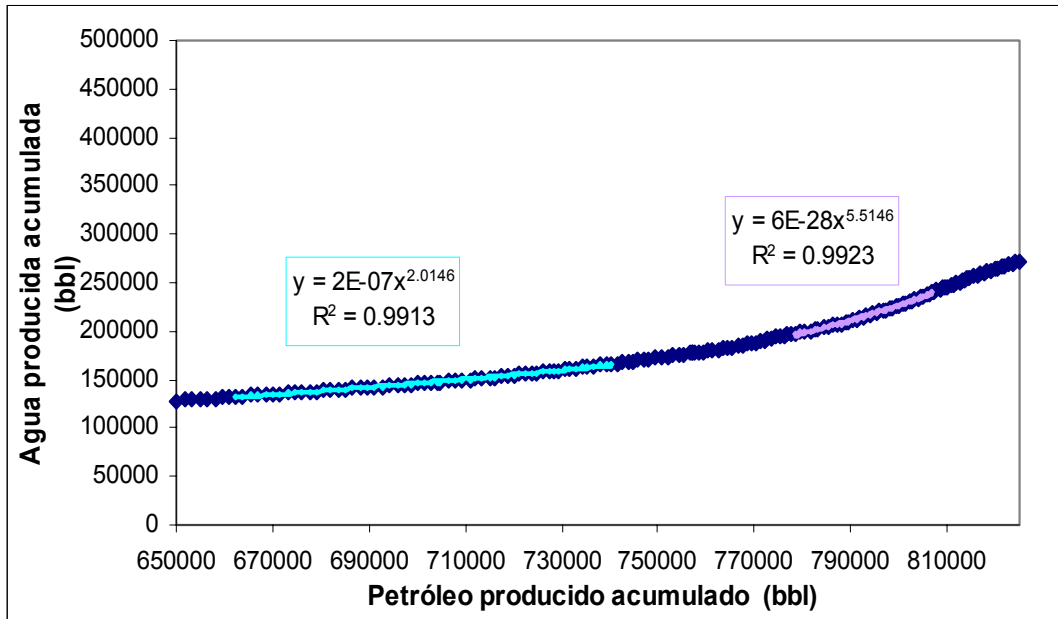


CURVAS DE RAMOS



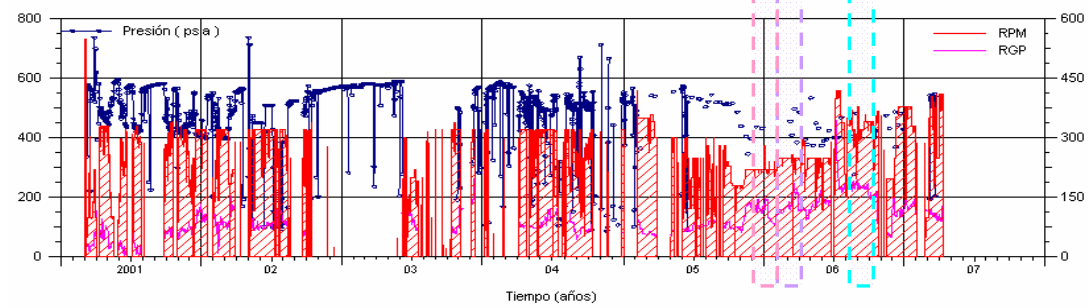
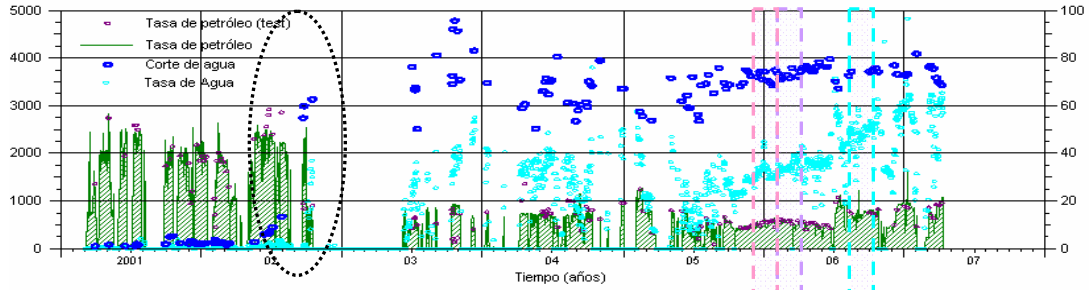
POZO A05

CURVAS DE RAMOS

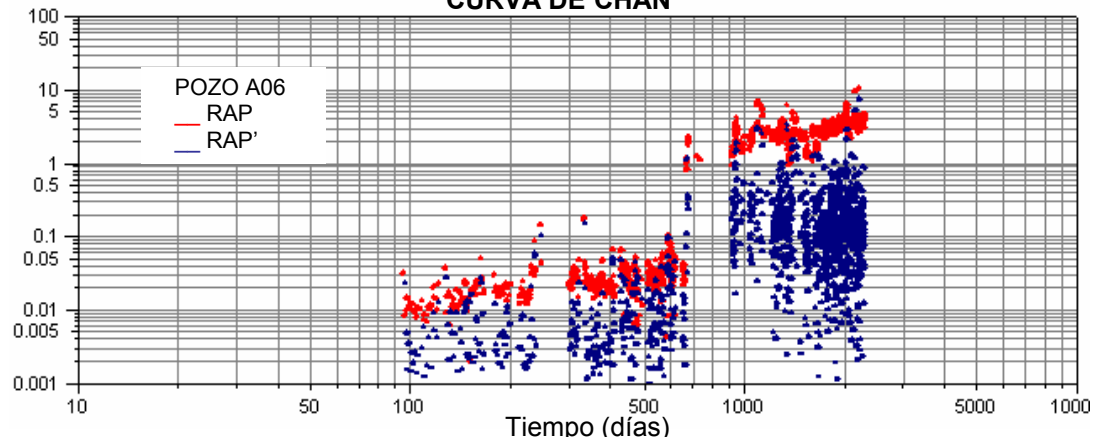


POZO A06

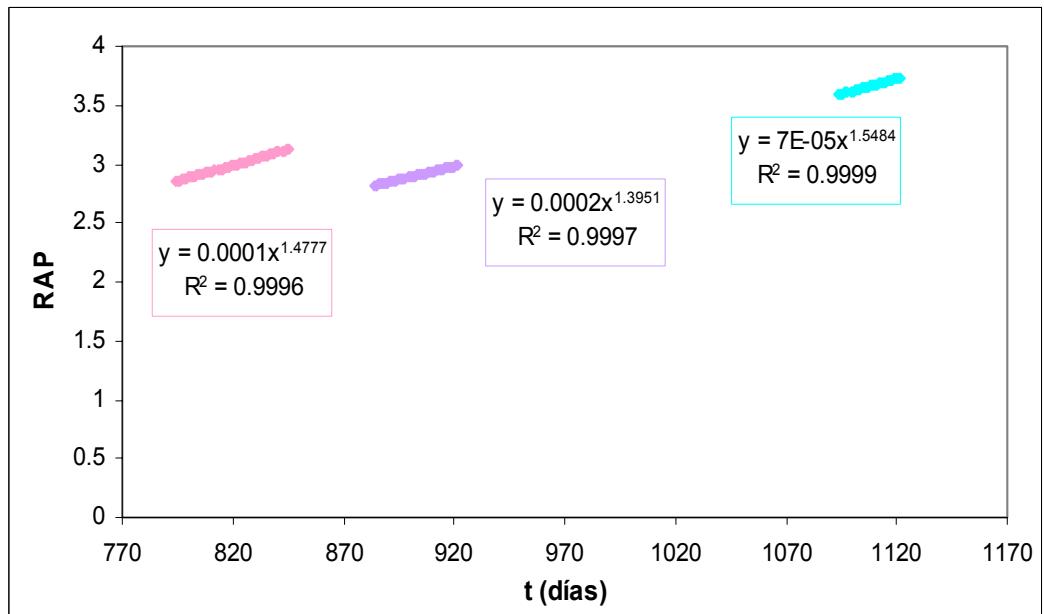
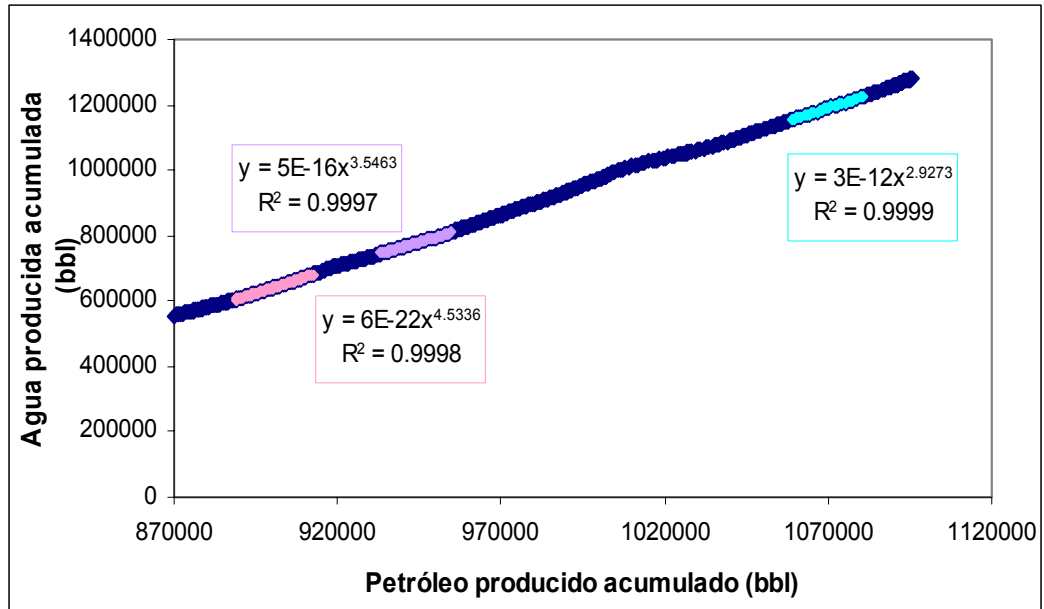
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

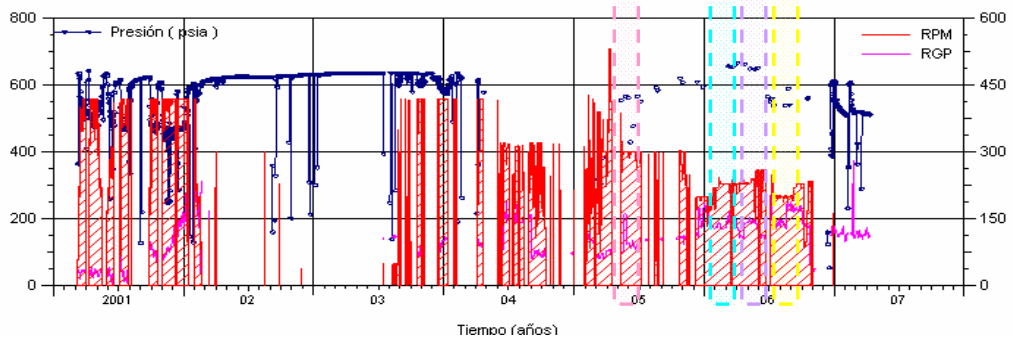
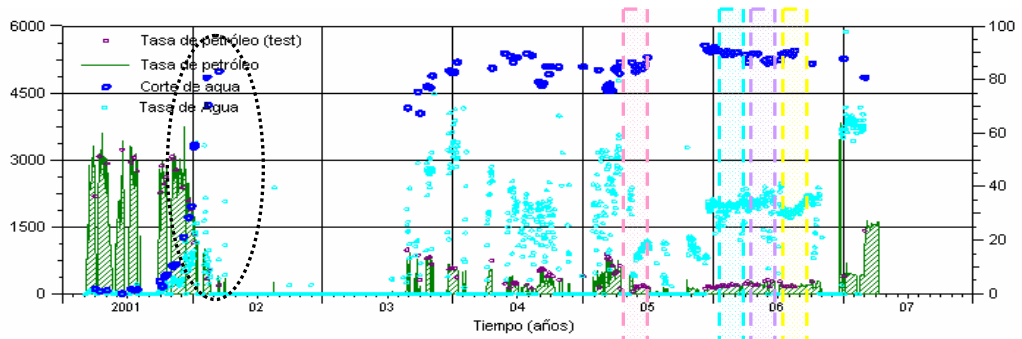


CURVAS DE RAMOS

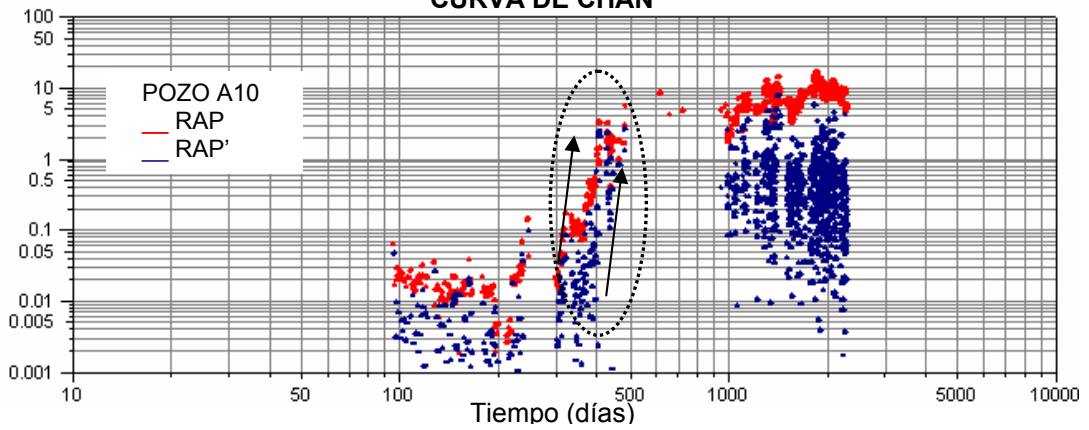


POZO A10

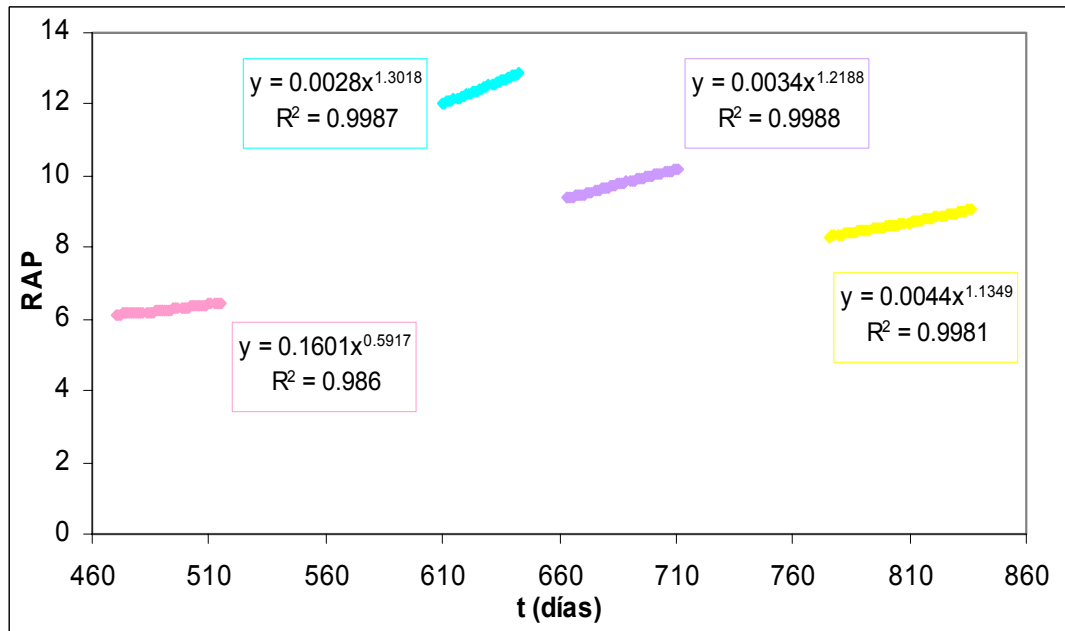
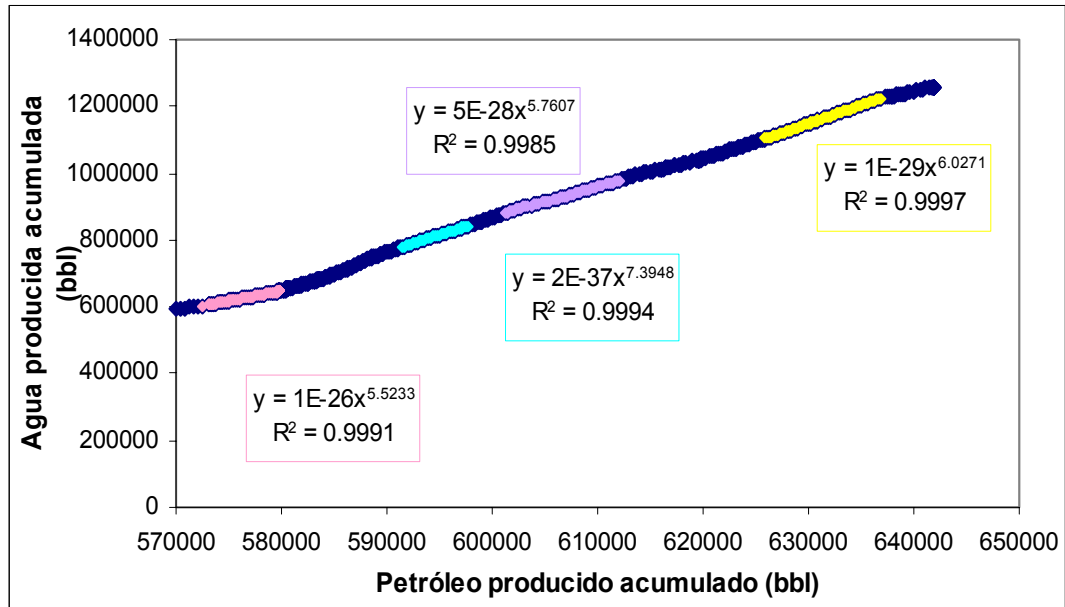
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

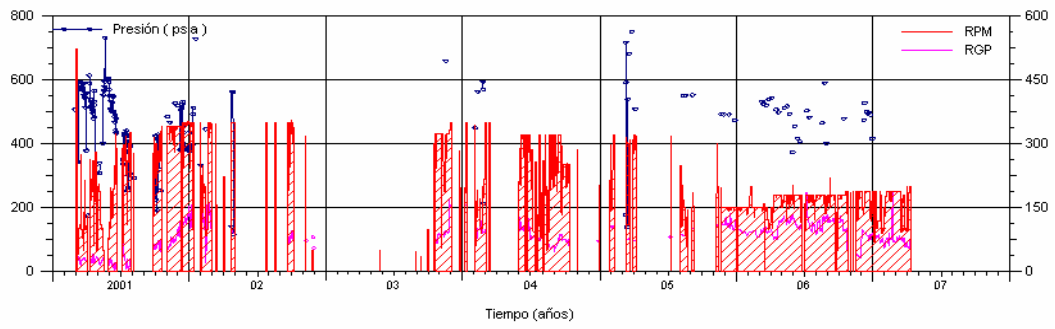
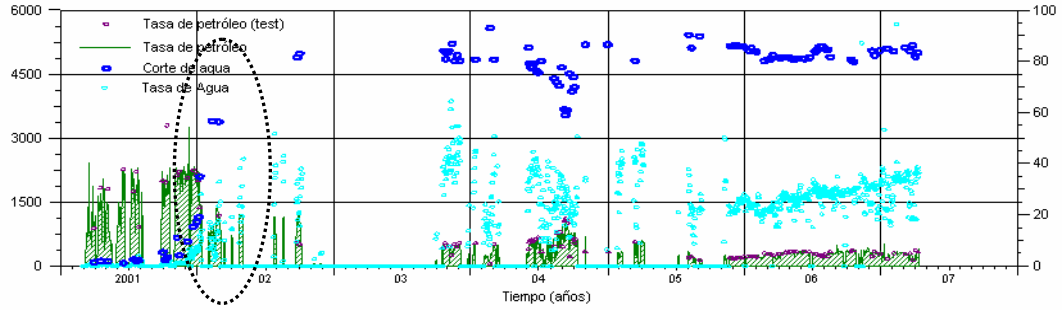


CURVAS DE RAMOS

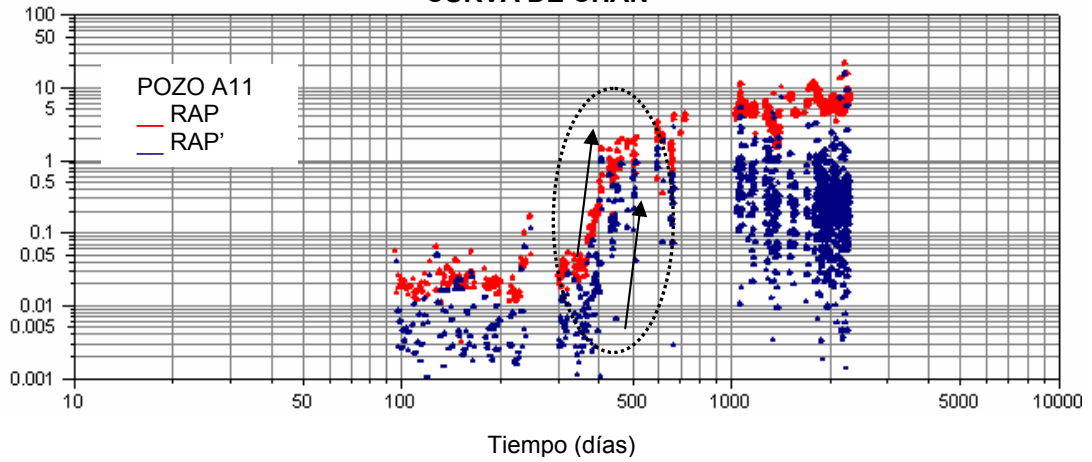


POZO A11

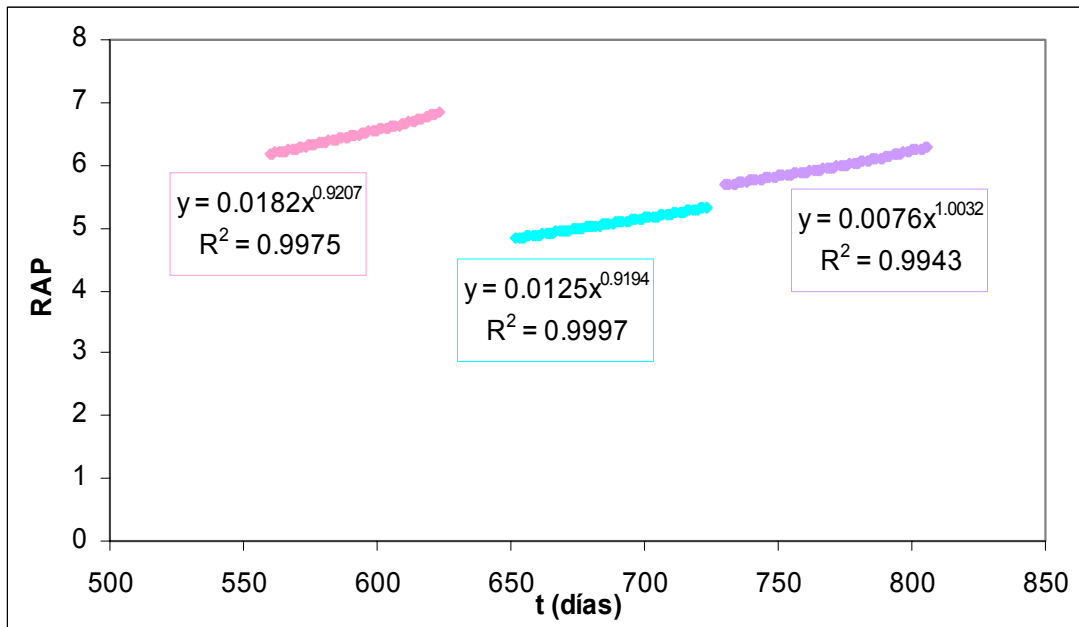
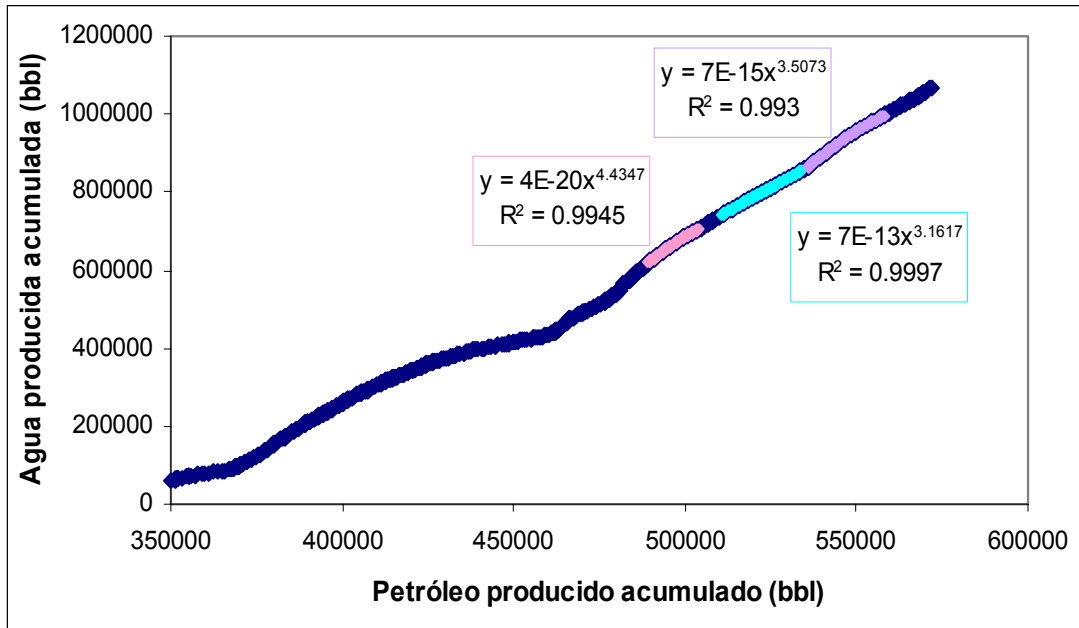
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

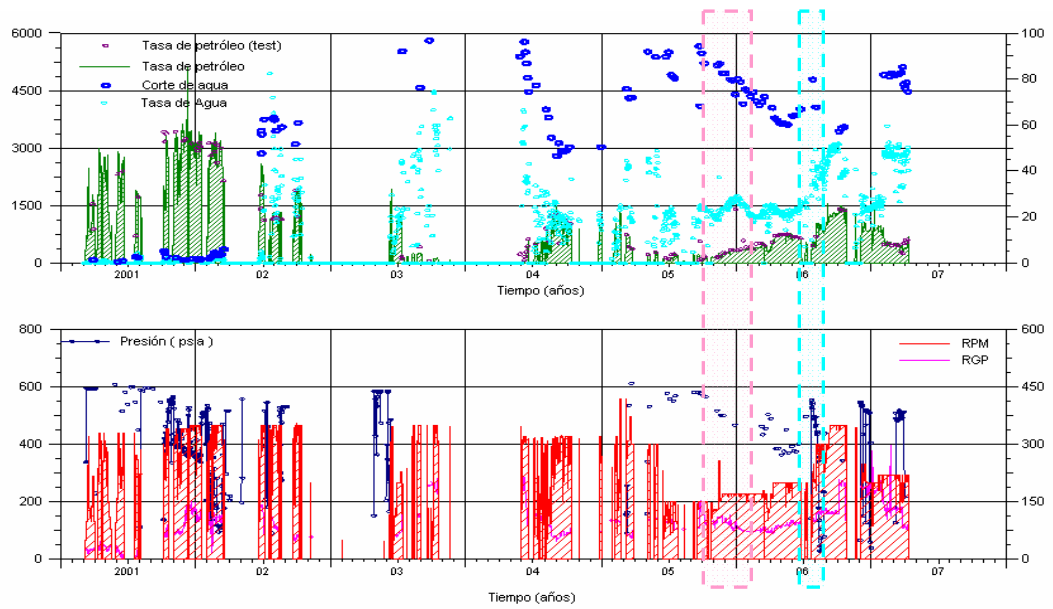


CURVAS DE RAMOS

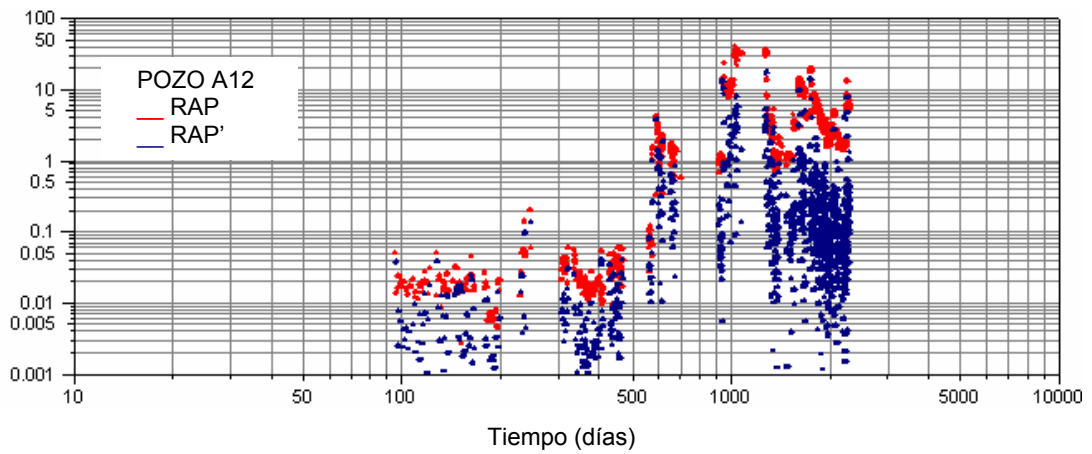


POZO A12

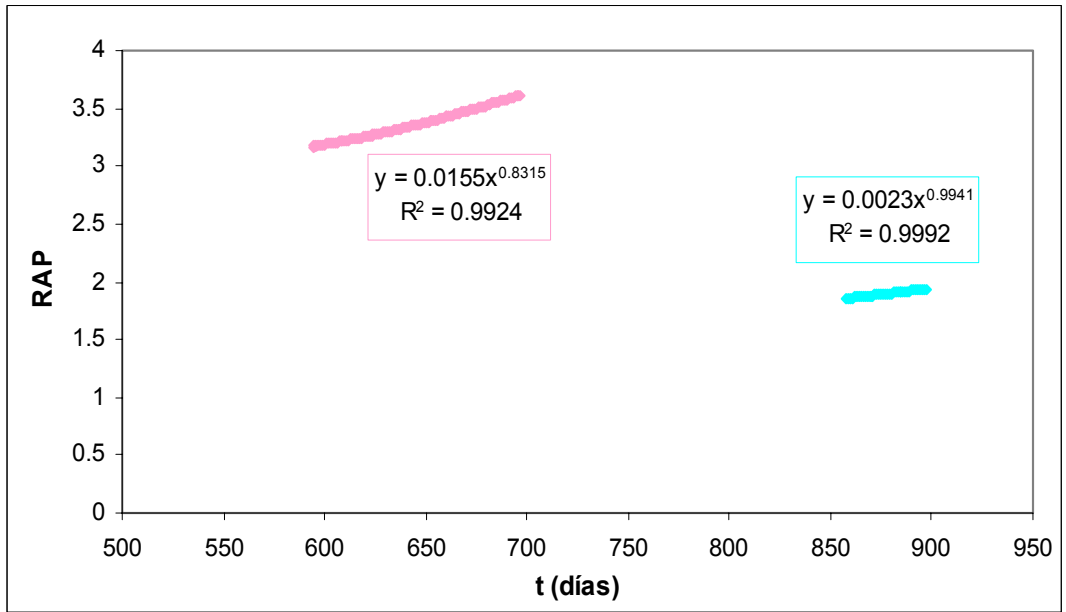
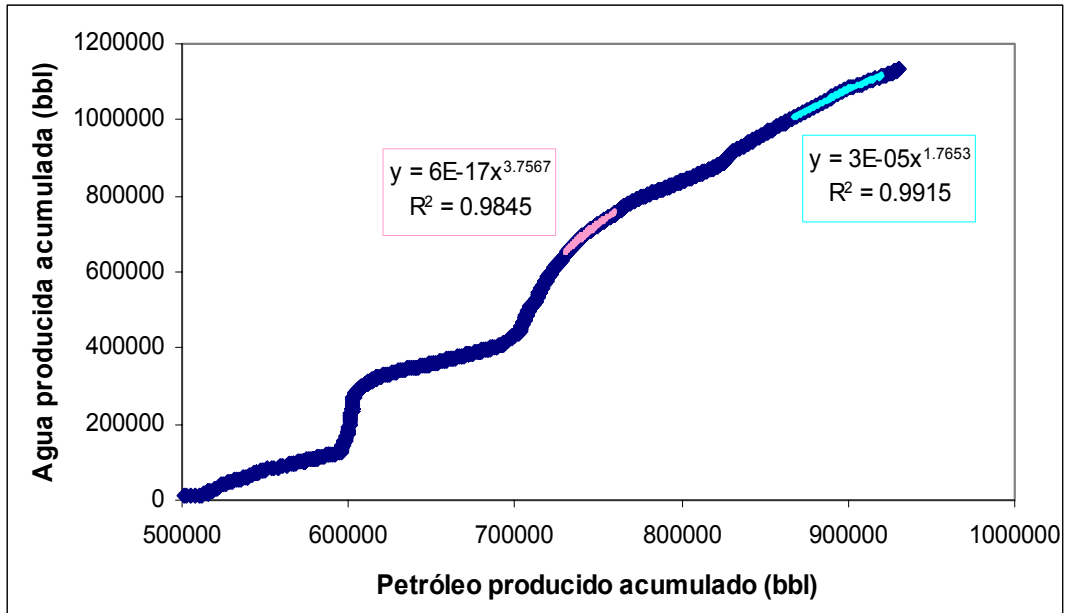
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN



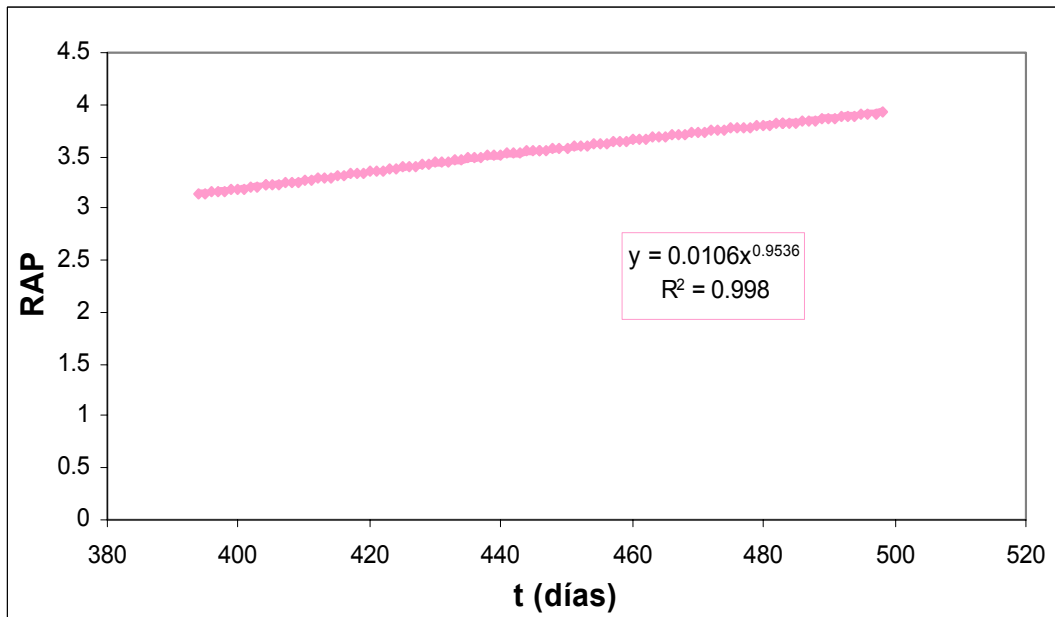
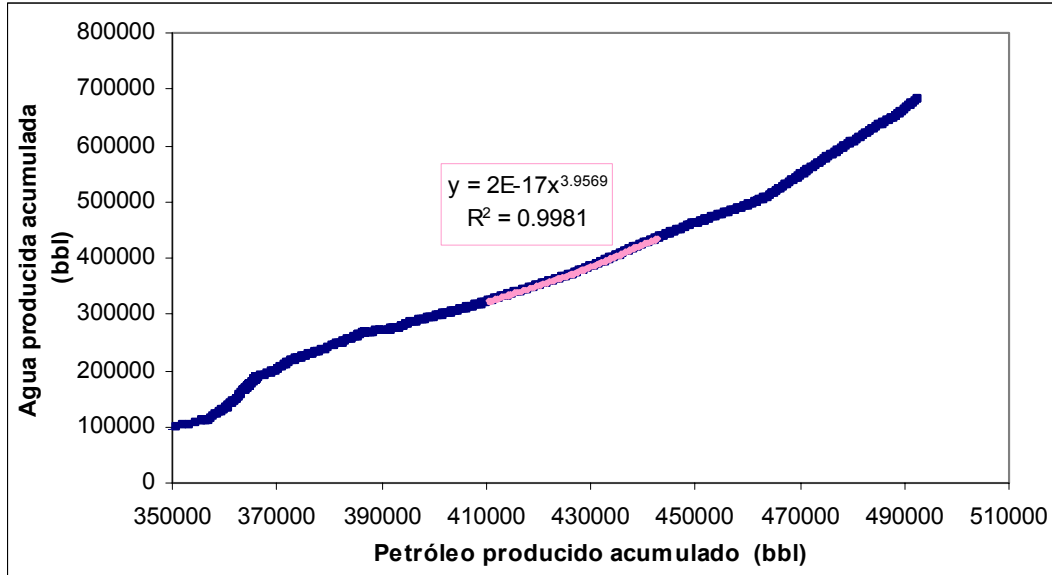
CURVAS DE RAMOS



MACOLLA B

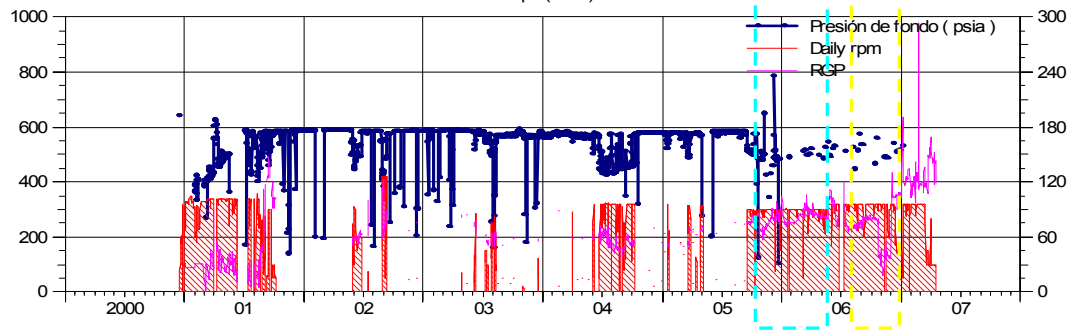
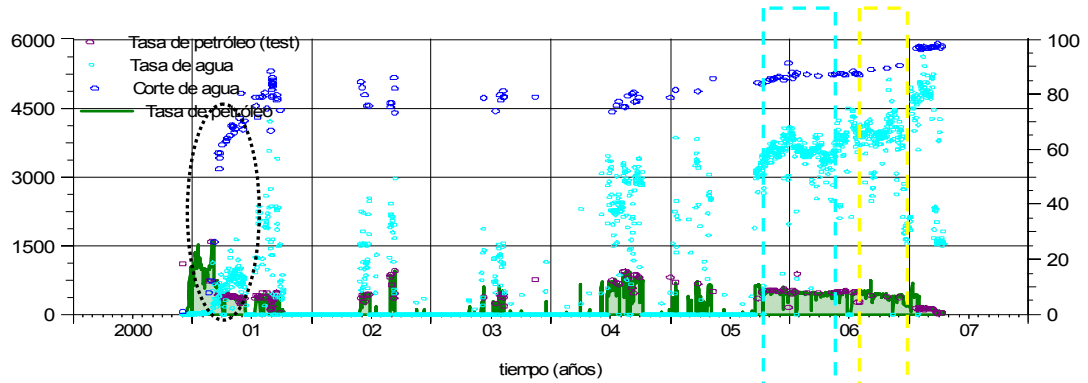
POZO B02

CURVAS DE RAMOS

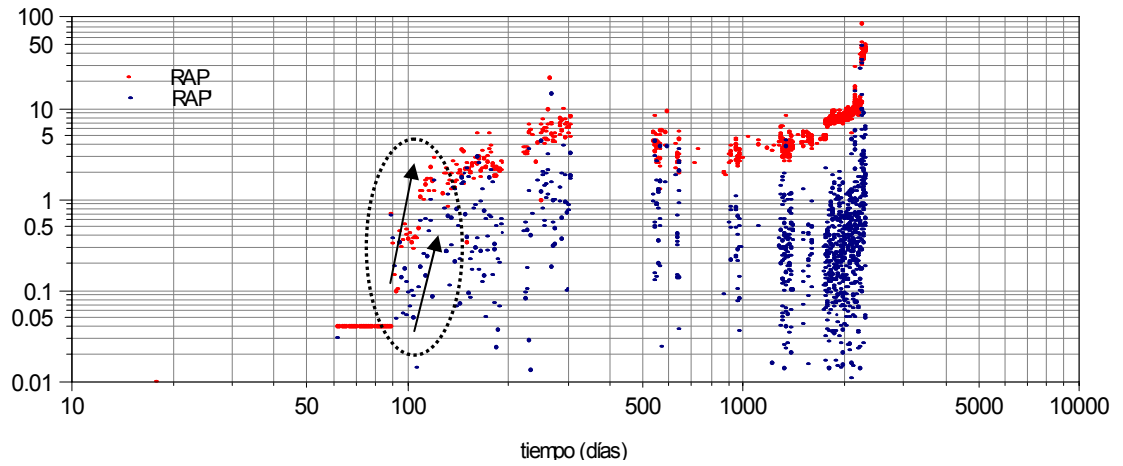


POZO B05

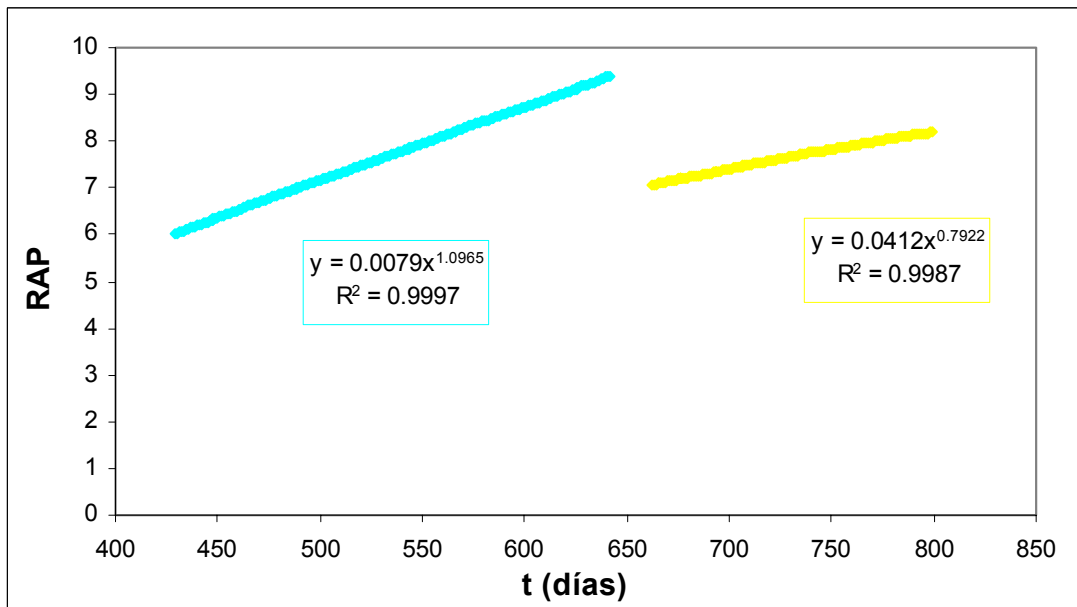
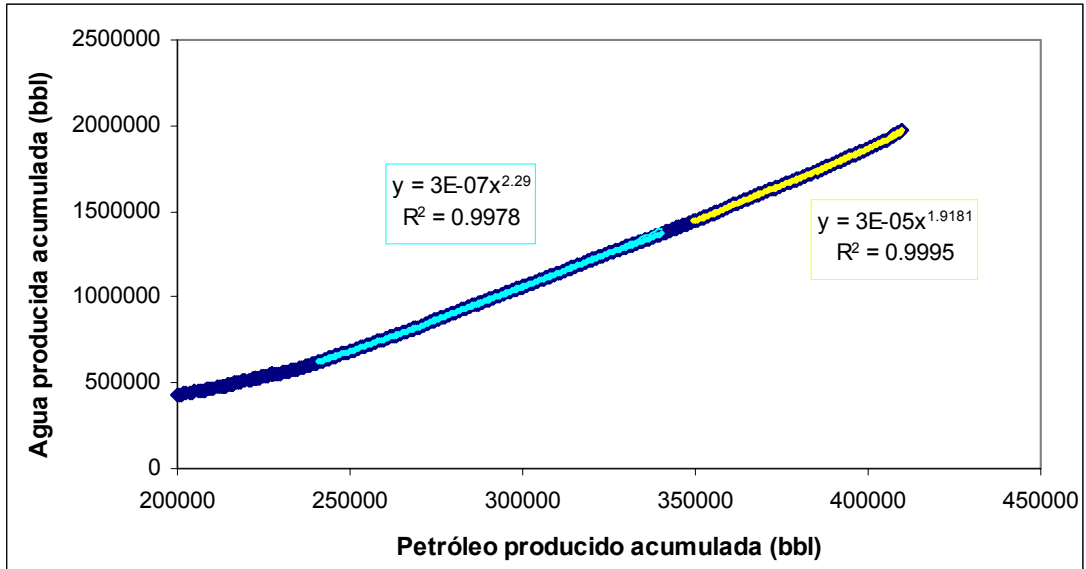
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

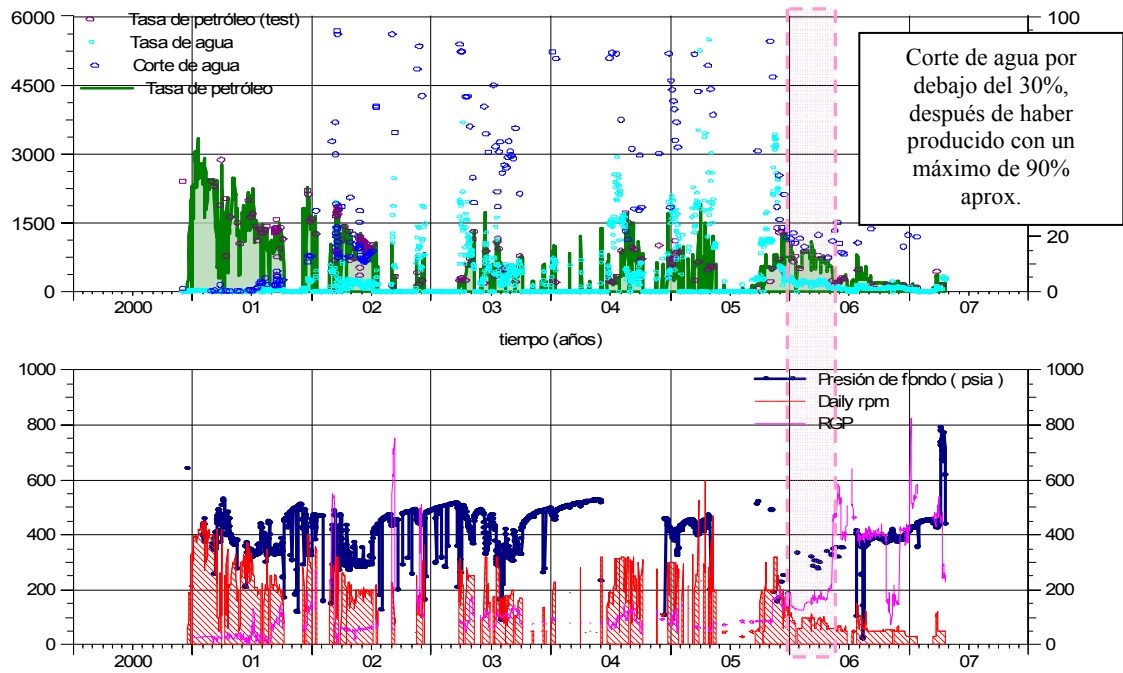


CURVAS DE RAMOS



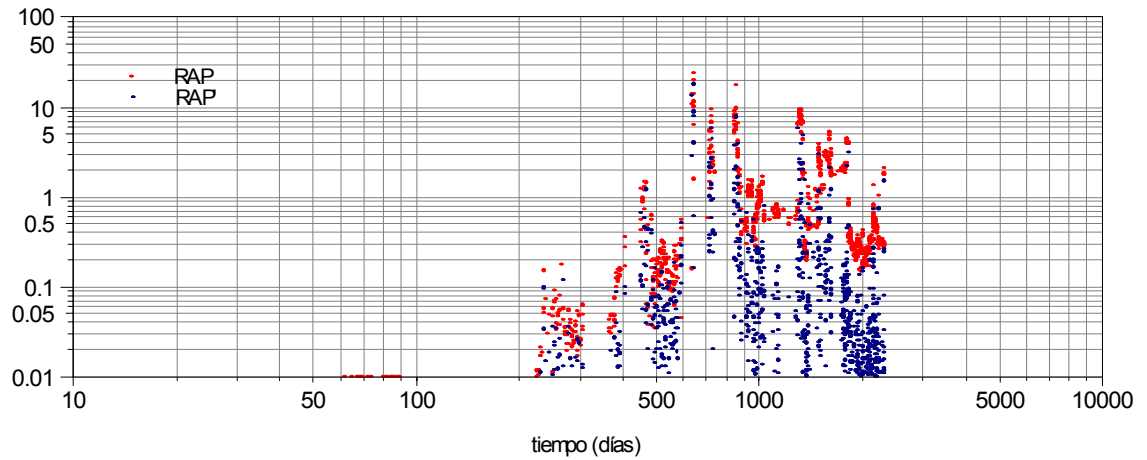
POZO B06

Comportamiento histórico de producción



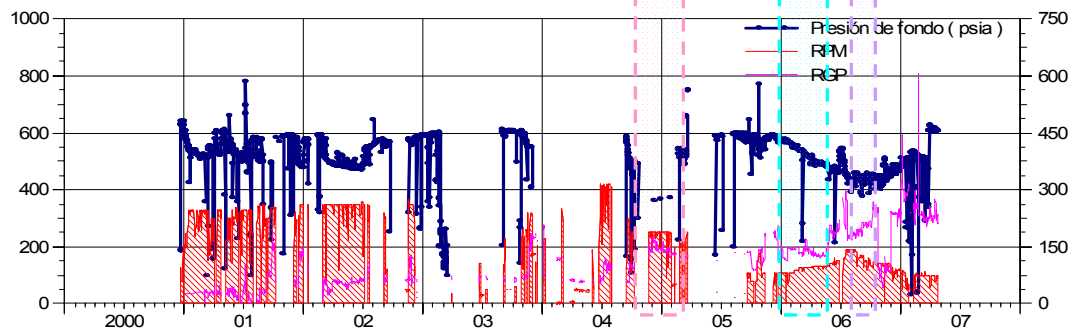
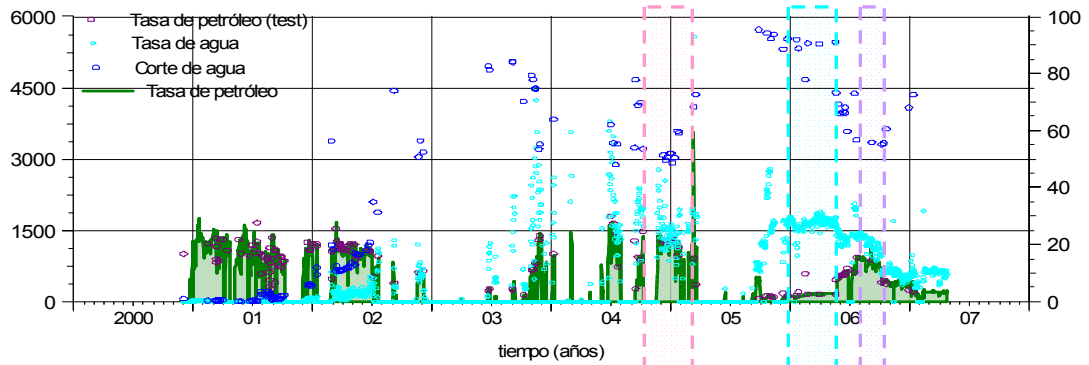
Corte de agua por debajo del 30%, después de haber producido con un máximo de 90% aprox.

CURVA DE CHAN

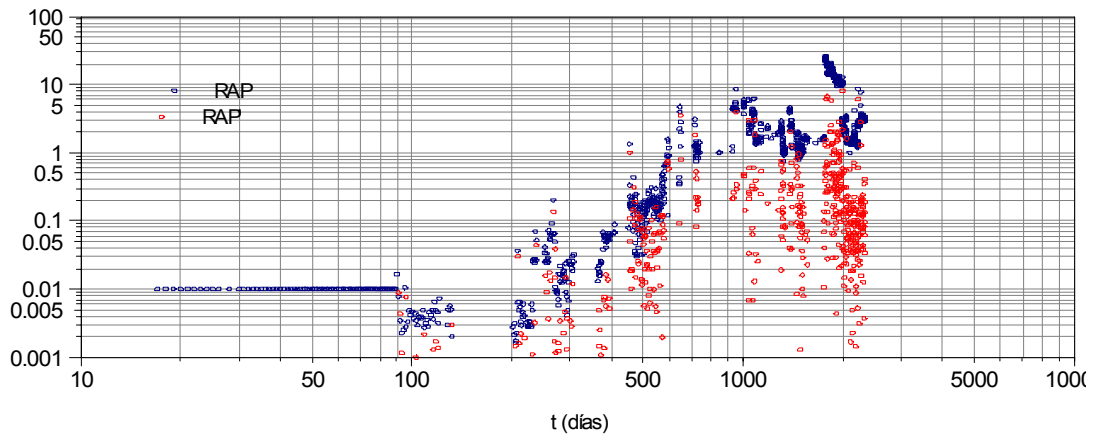


POZO B07

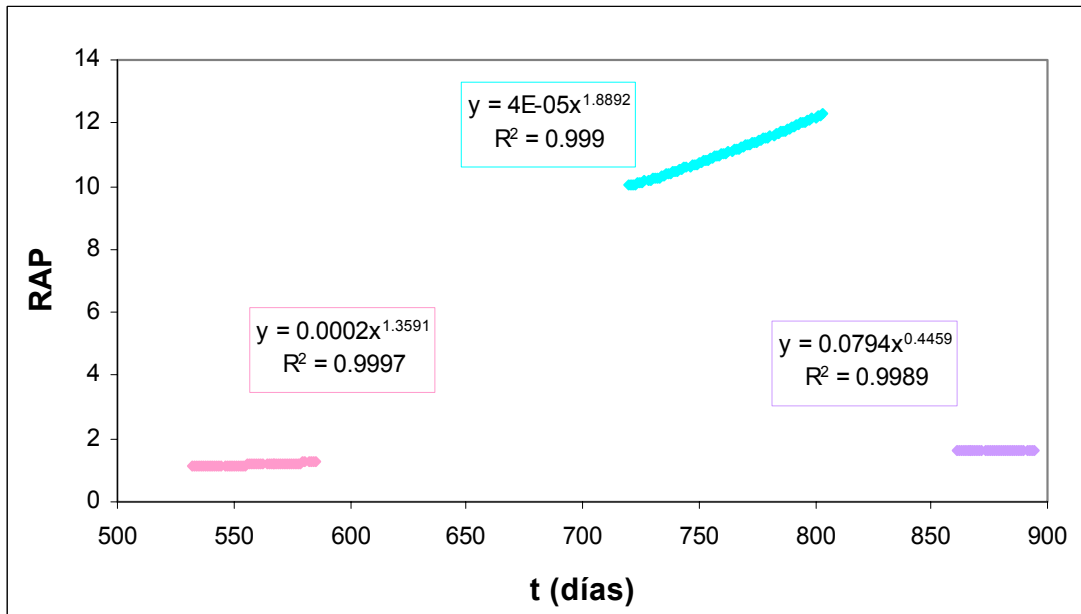
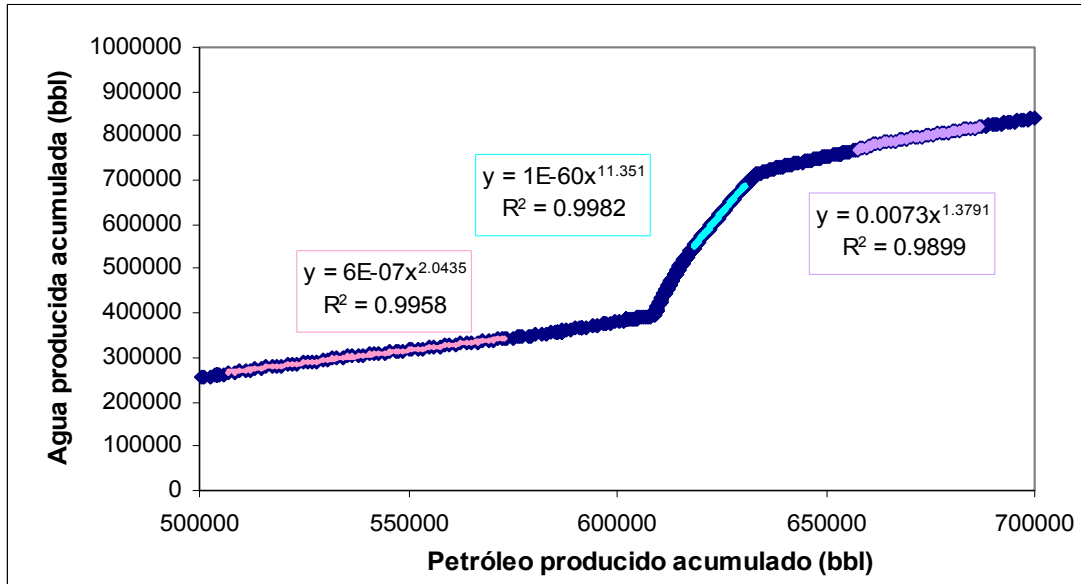
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN



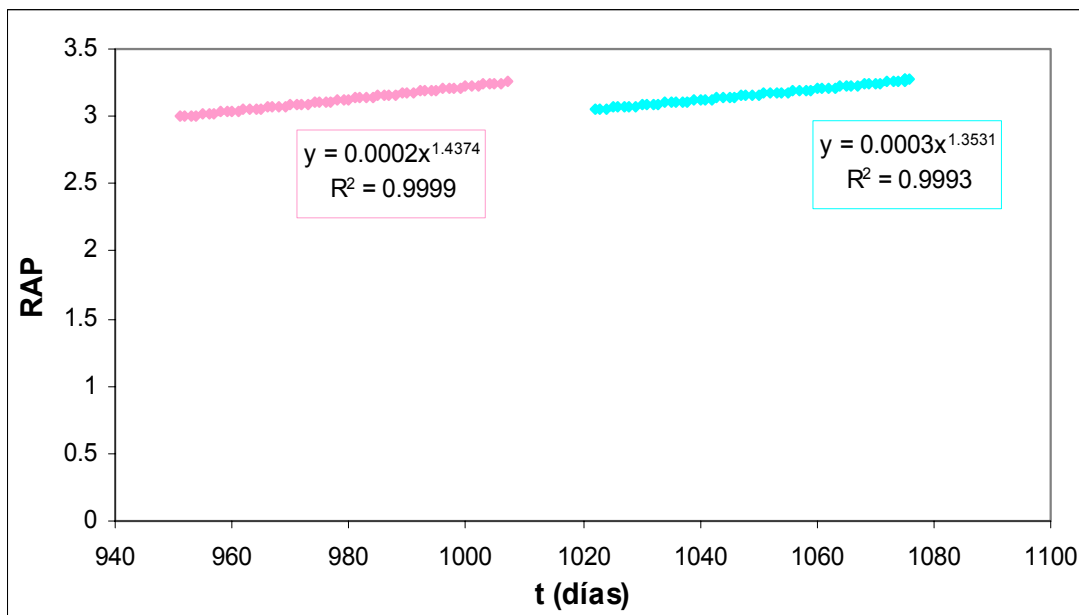
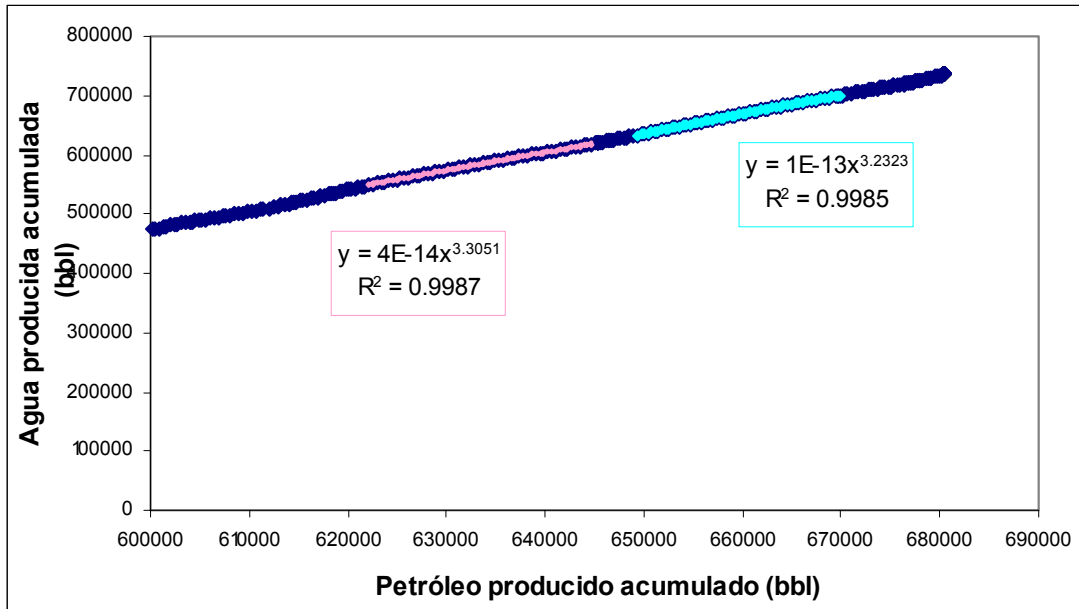
CURVAS DE RAMOS



MACOLLA C

POZO C03

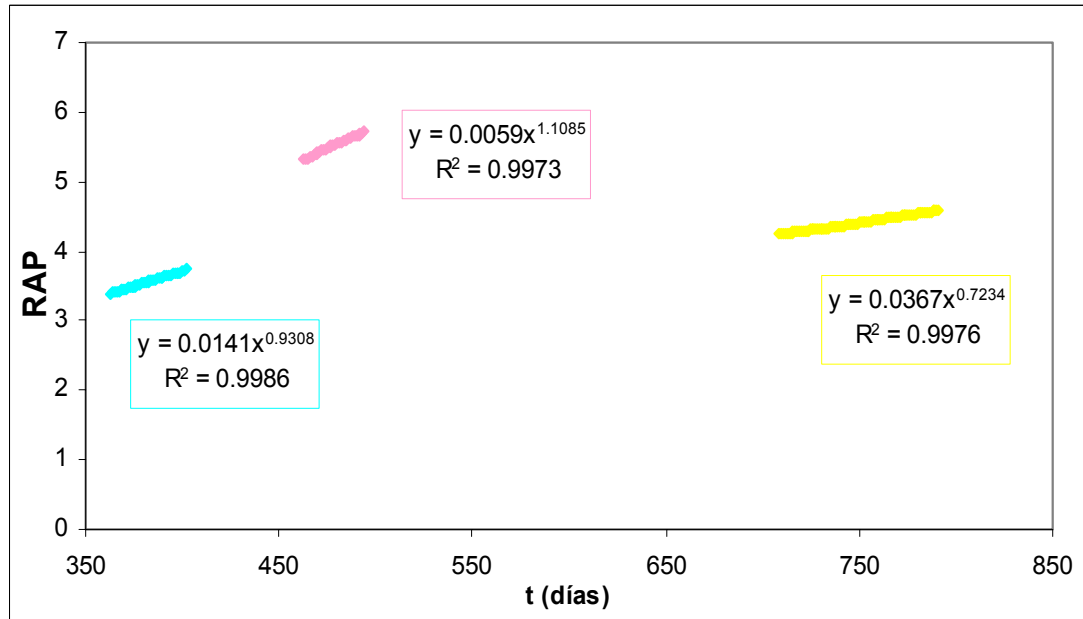
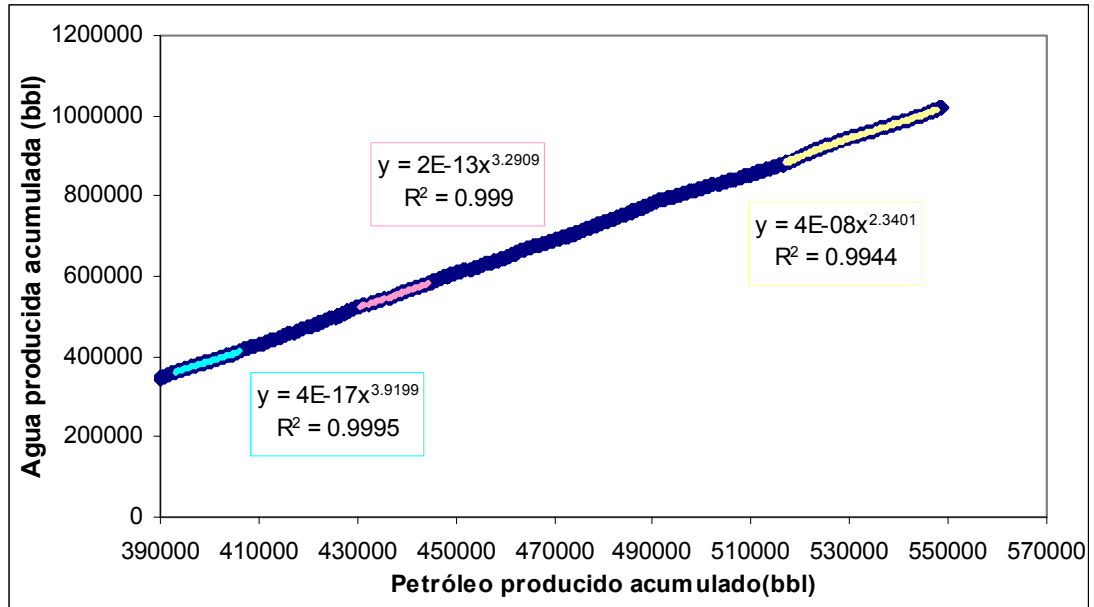
CURVAS DE RAMOS



MACOLLA D

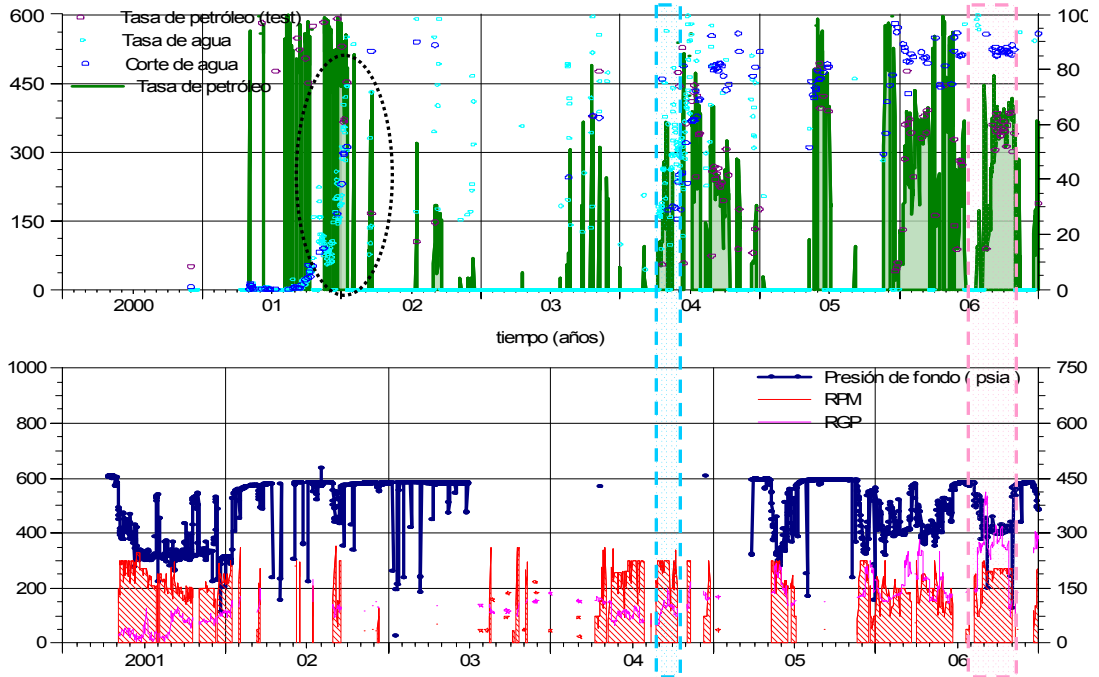
POZO D01

CURVAS DE RAMOS

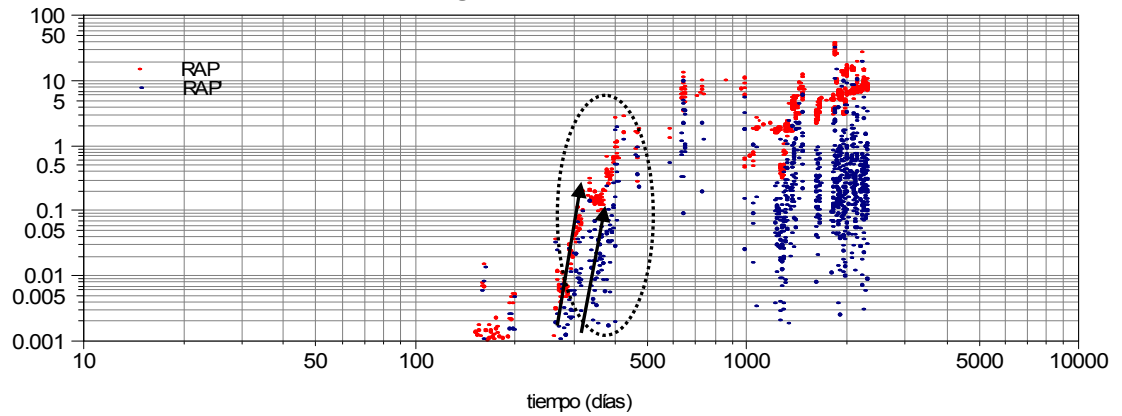


POZO D03

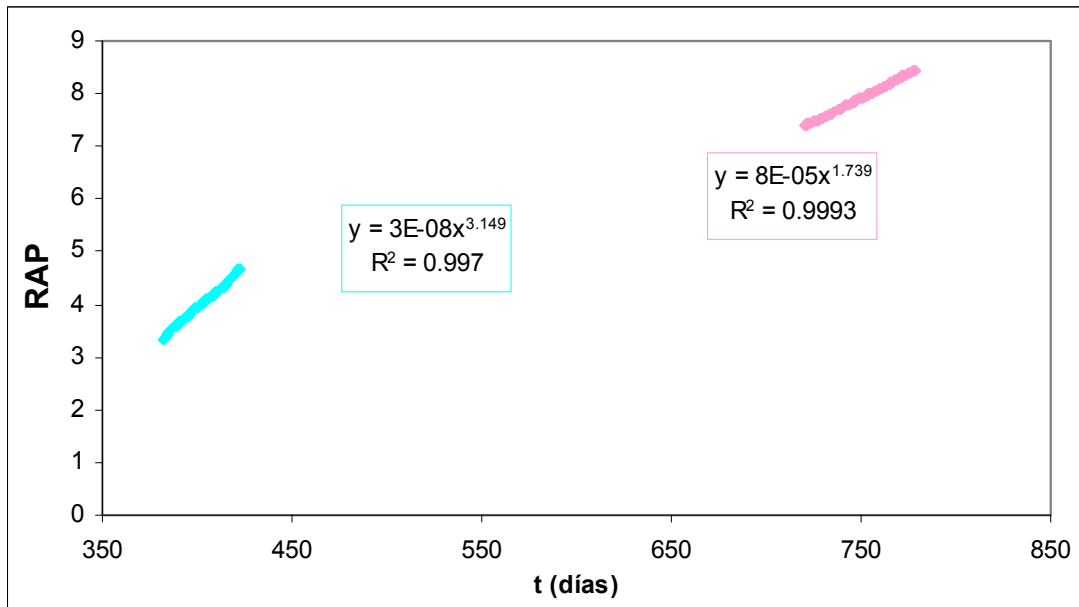
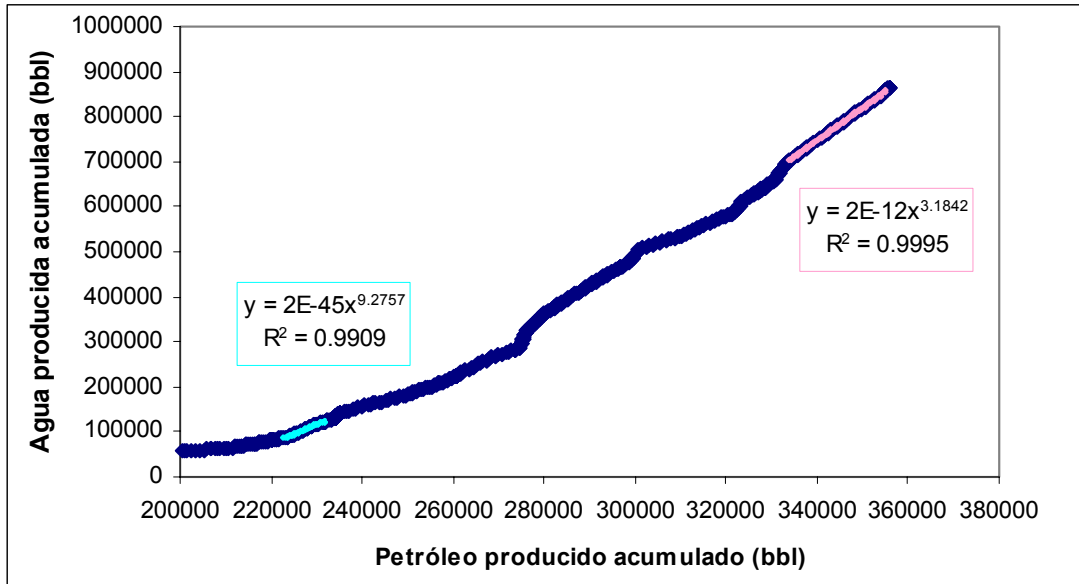
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

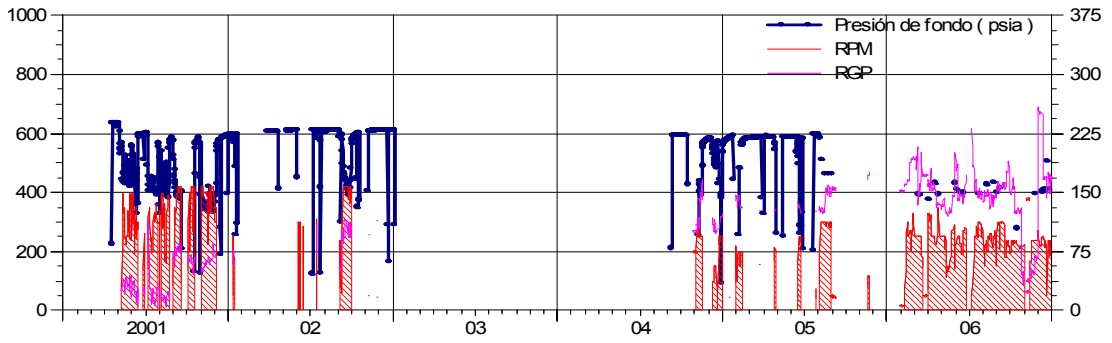
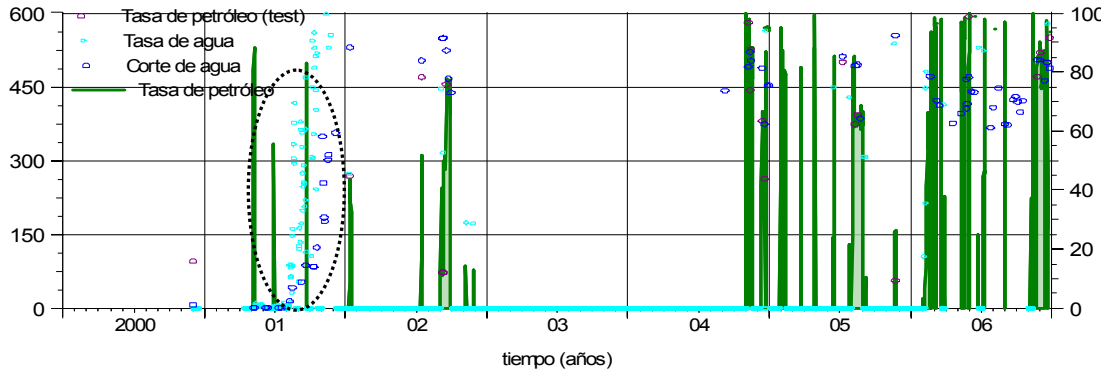


CURVAS DE RAMOS

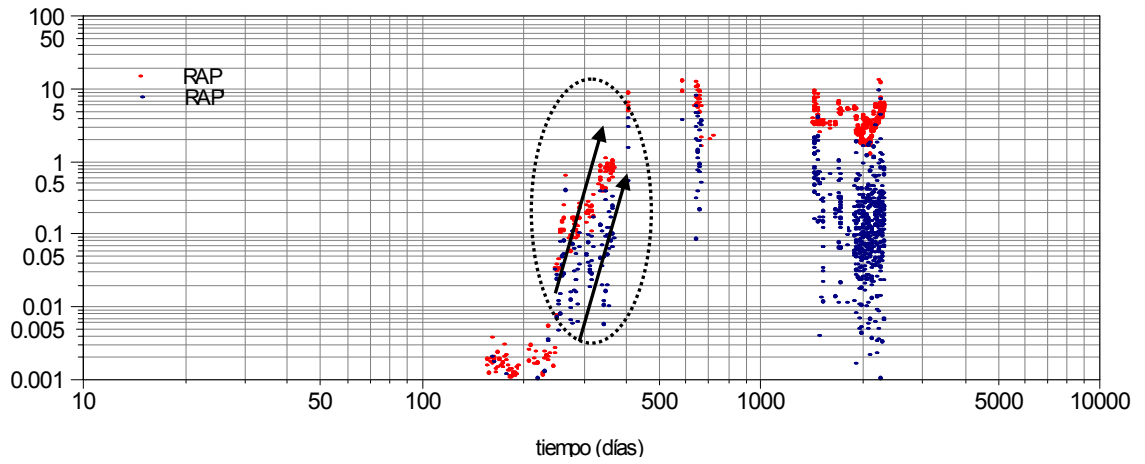


POZO D04

Comportamiento histórico de producción

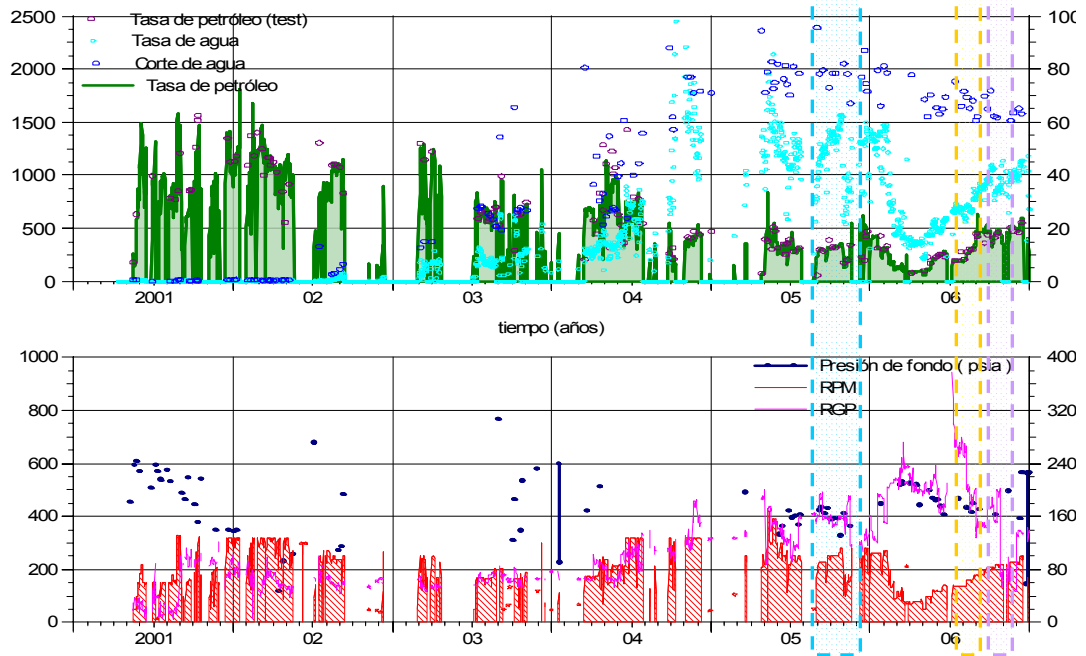


CURVA DE CHAN

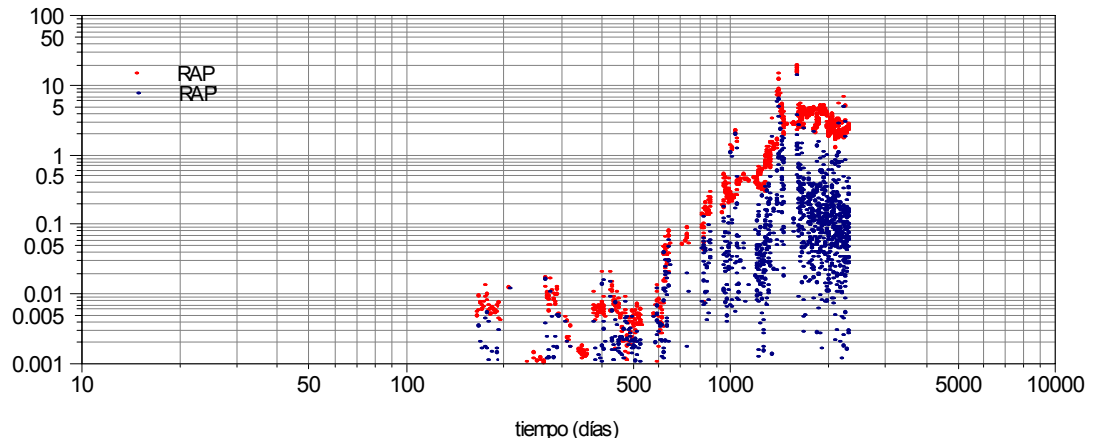


POZO D06

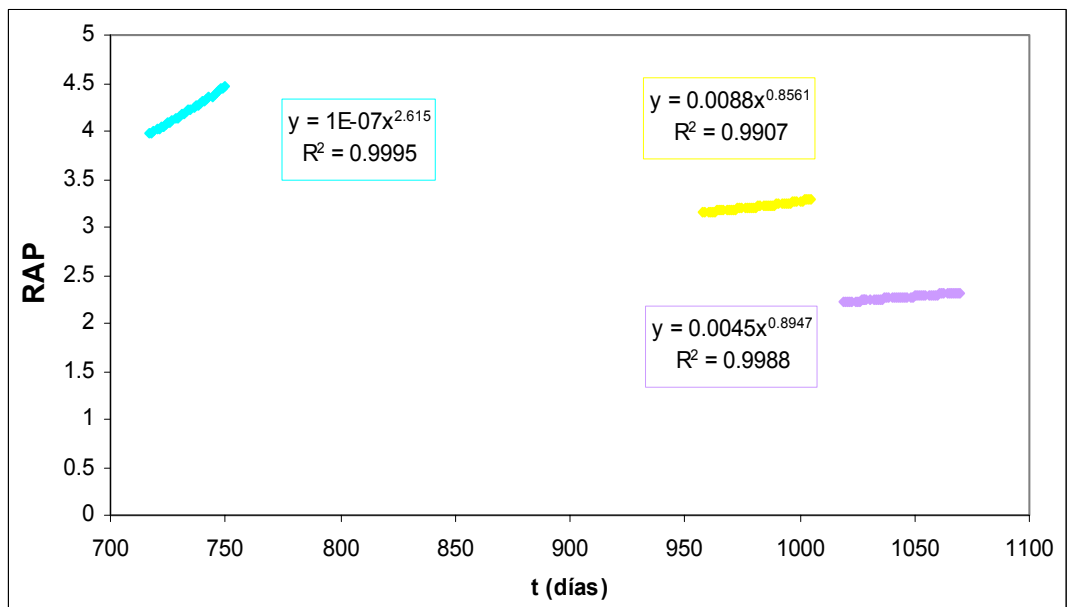
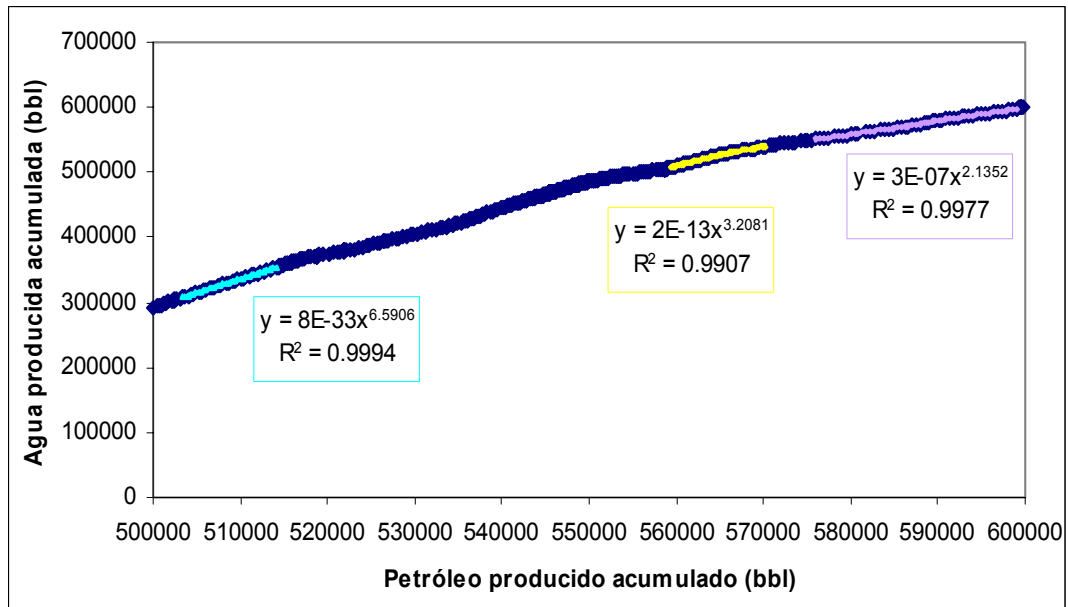
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

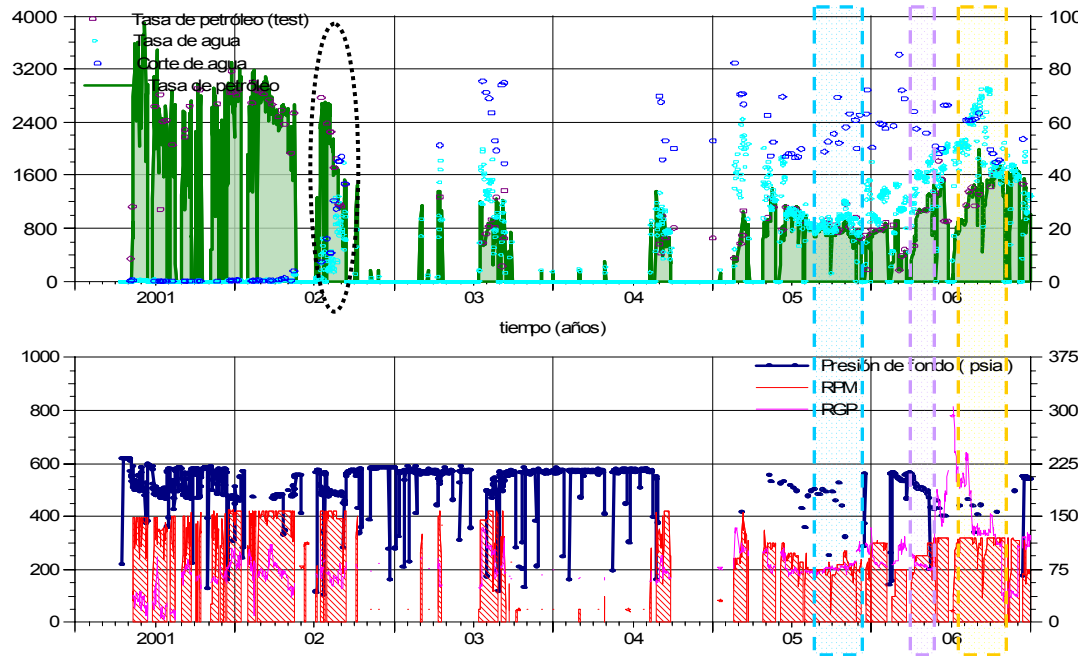


CURVAS DE RAMOS

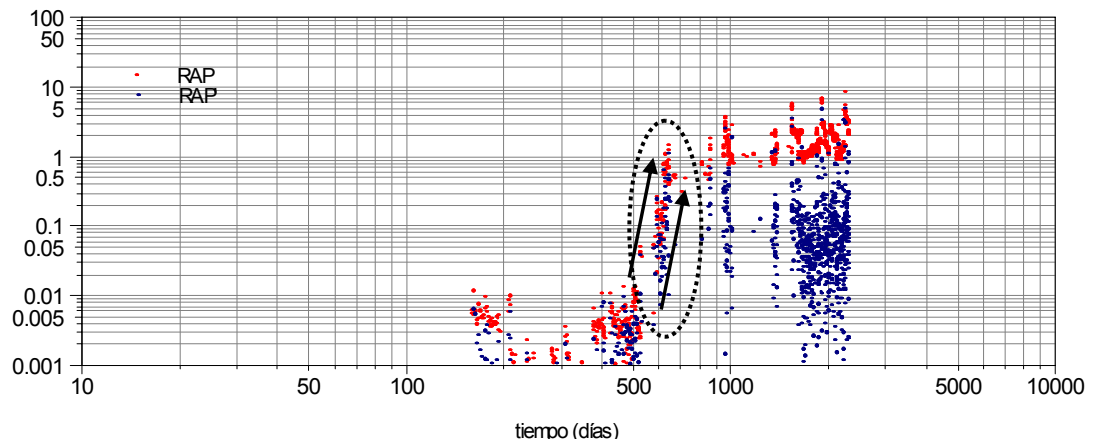


POZO D07

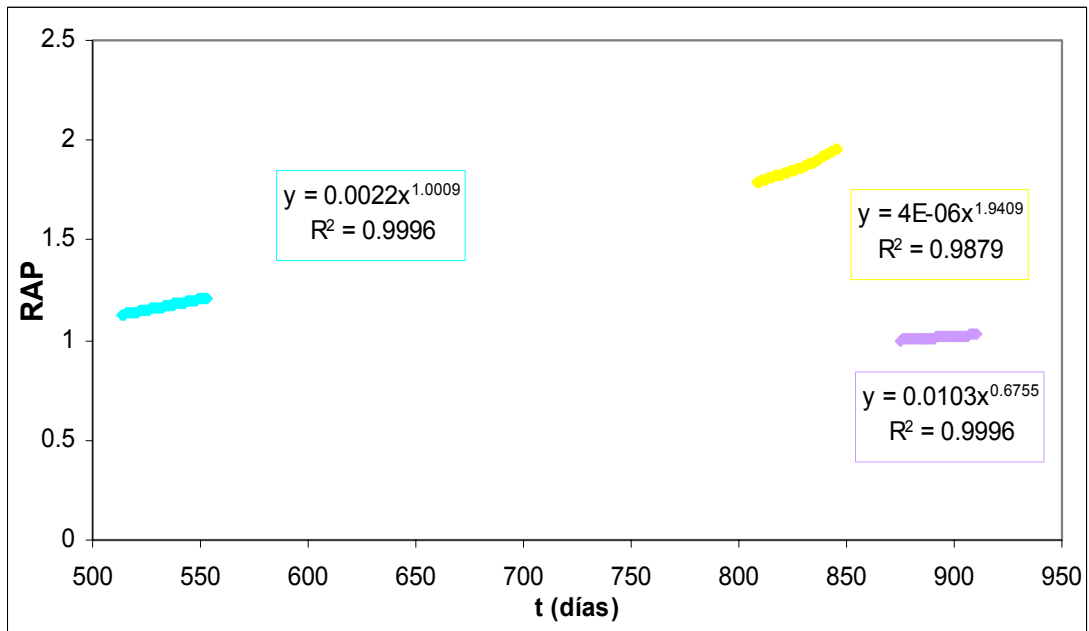
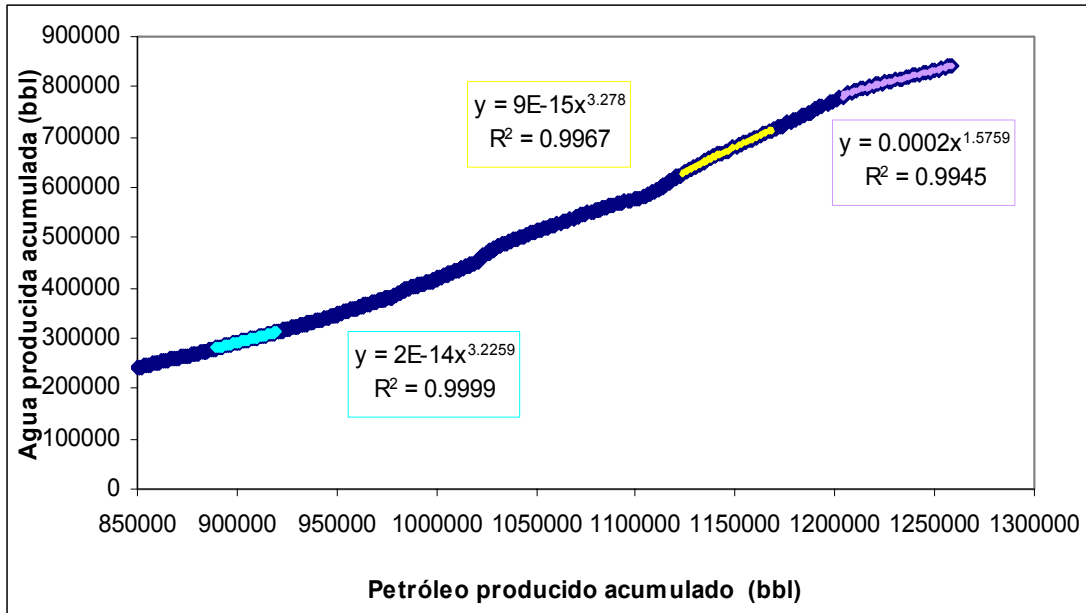
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

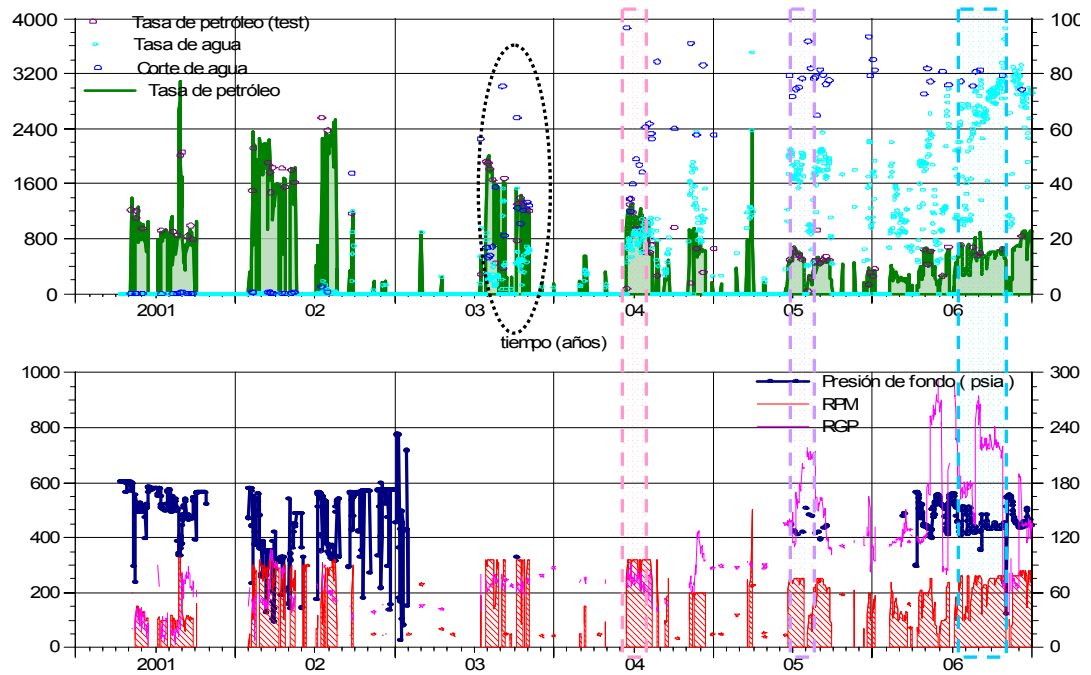


CURVAS DE RAMOS

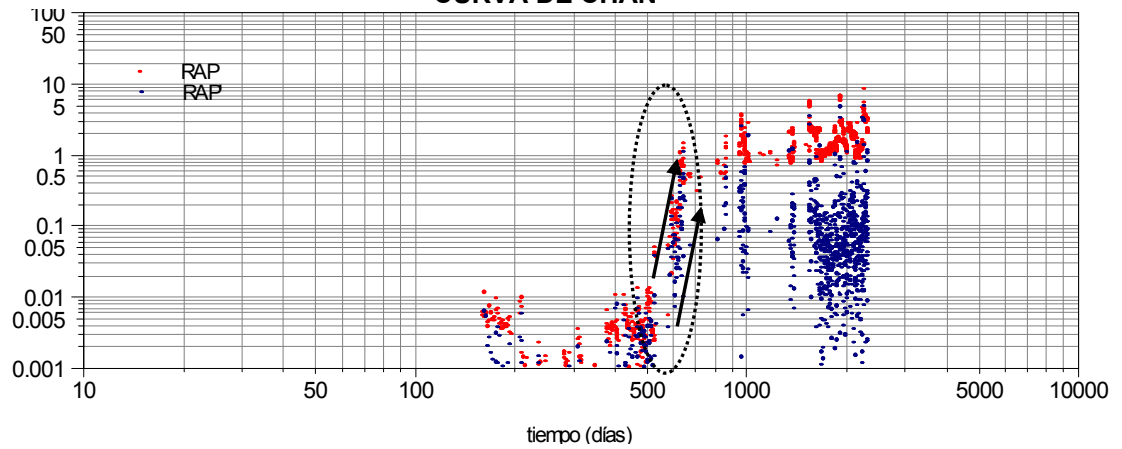


POZO D08

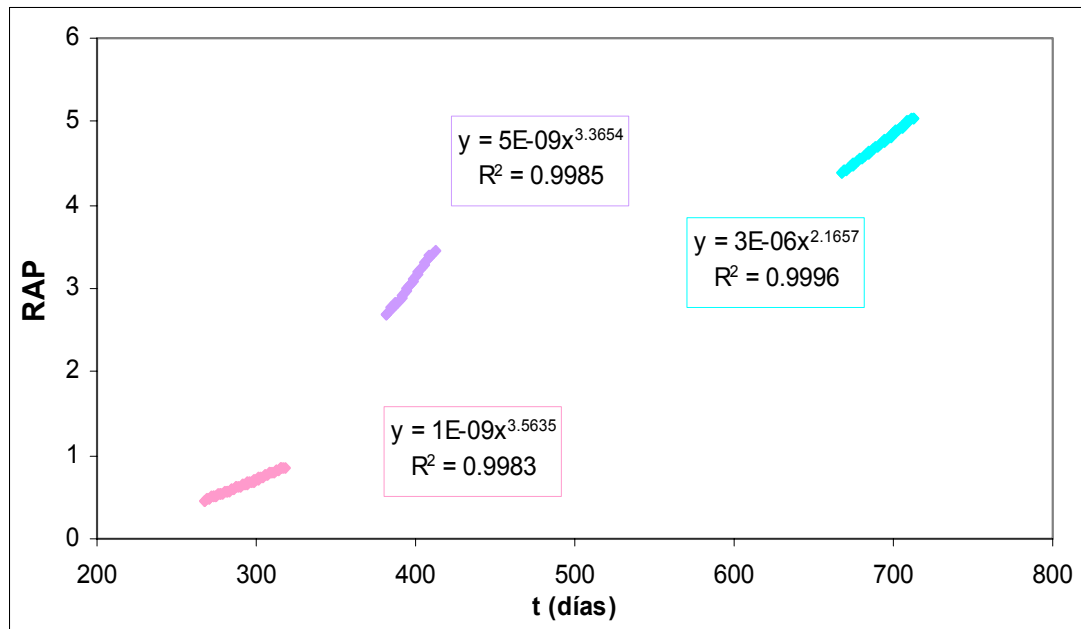
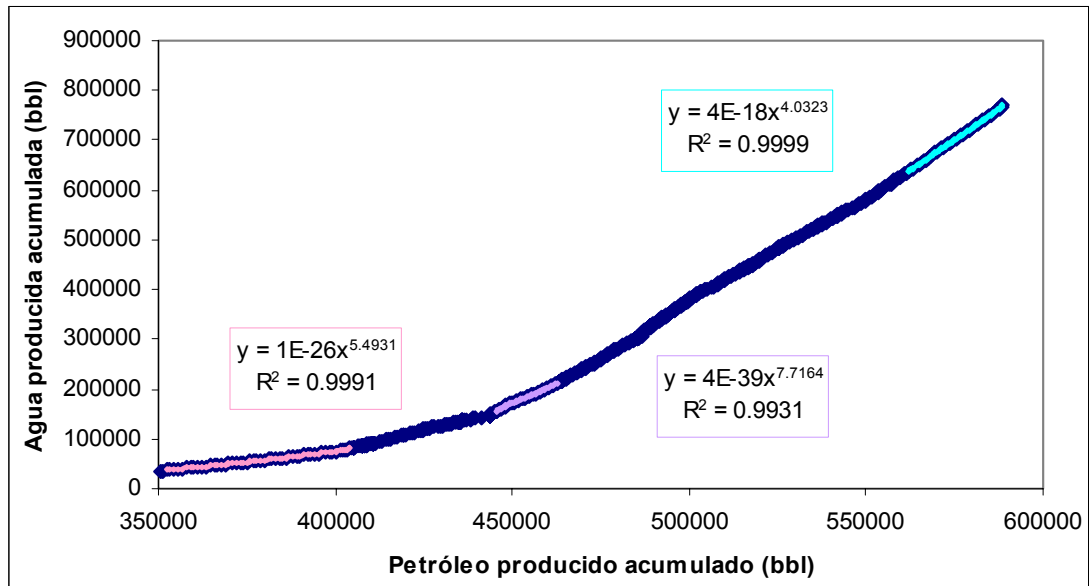
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

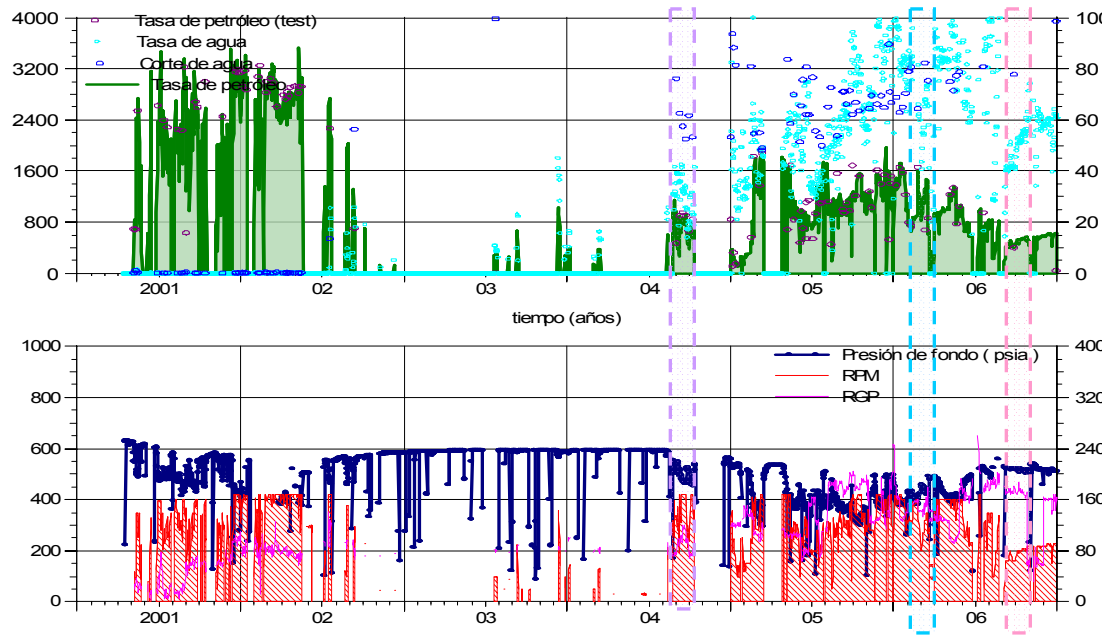


CURVAS DE RAMOS

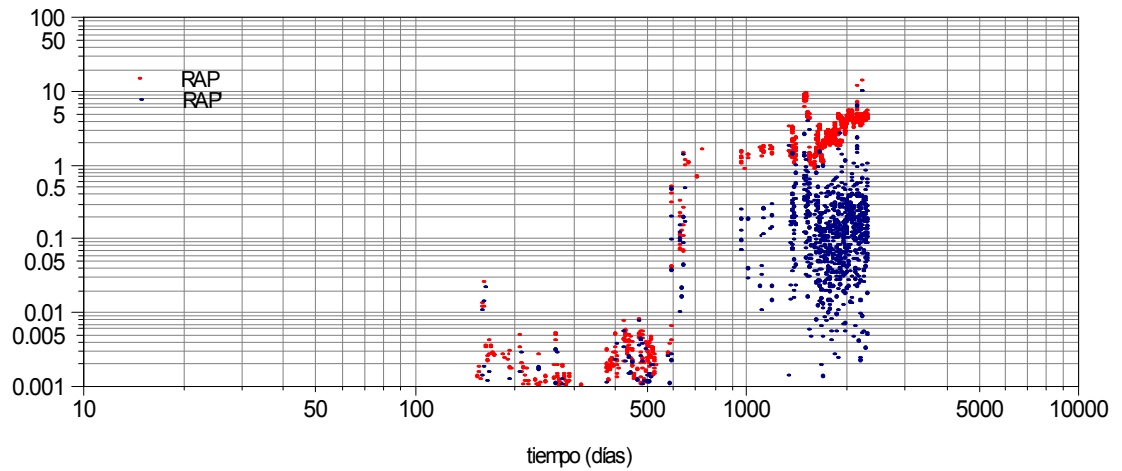


POZO D09

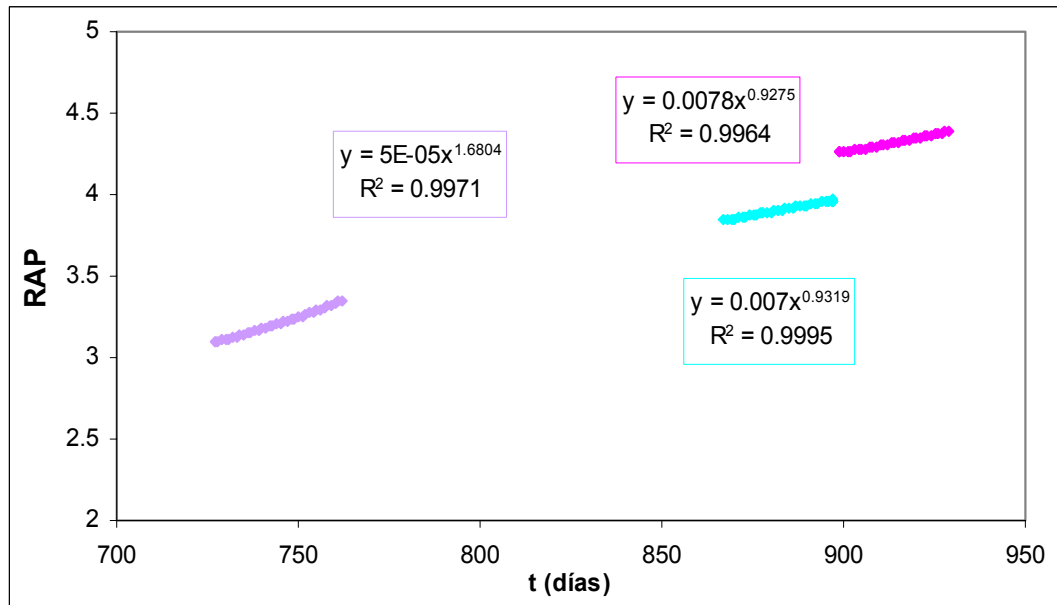
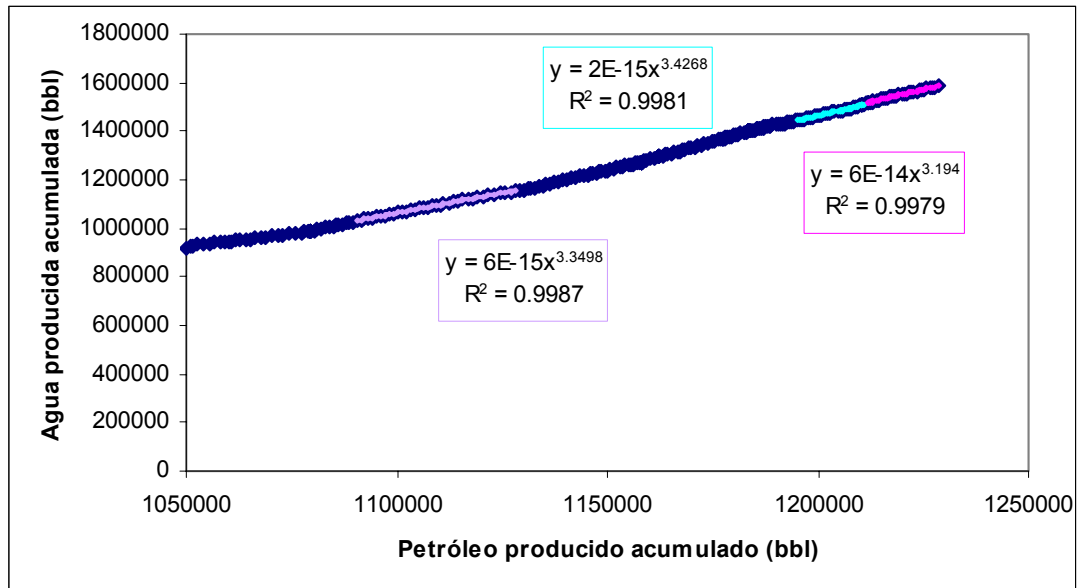
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN



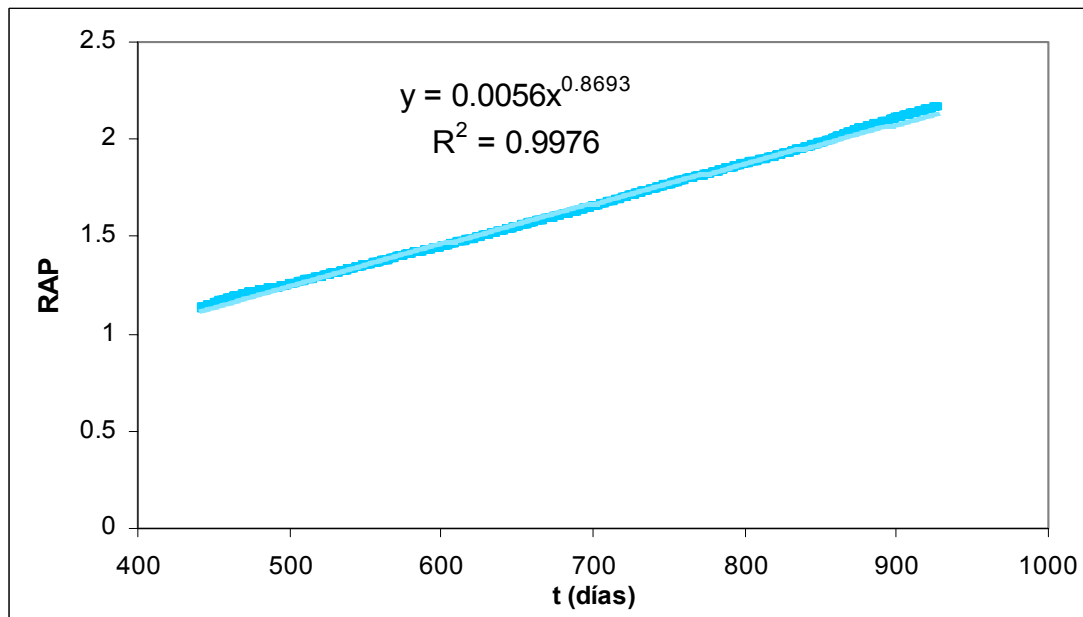
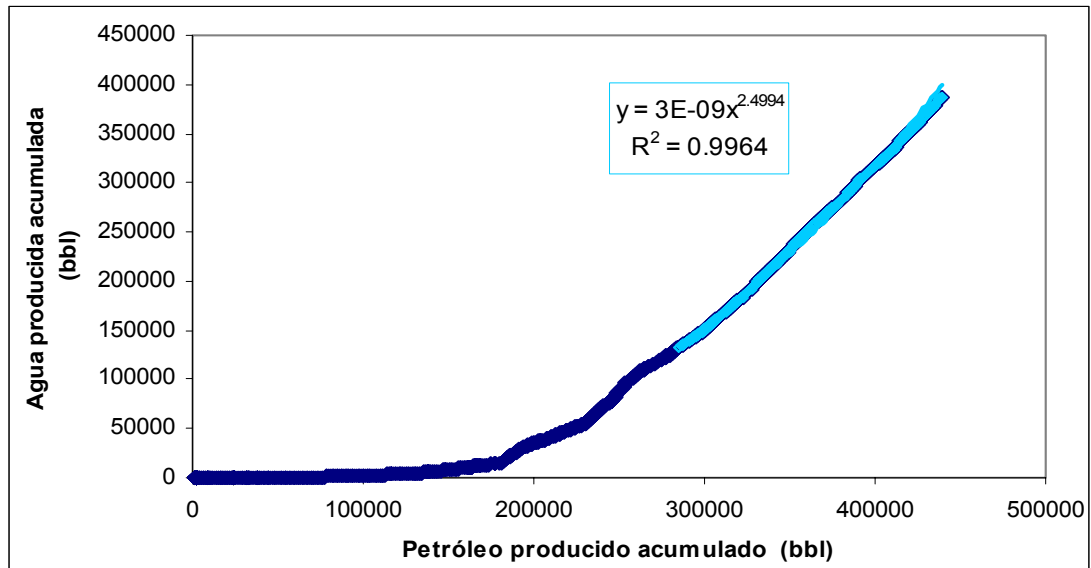
CURVAS DE RAMOS



MACOLLA F

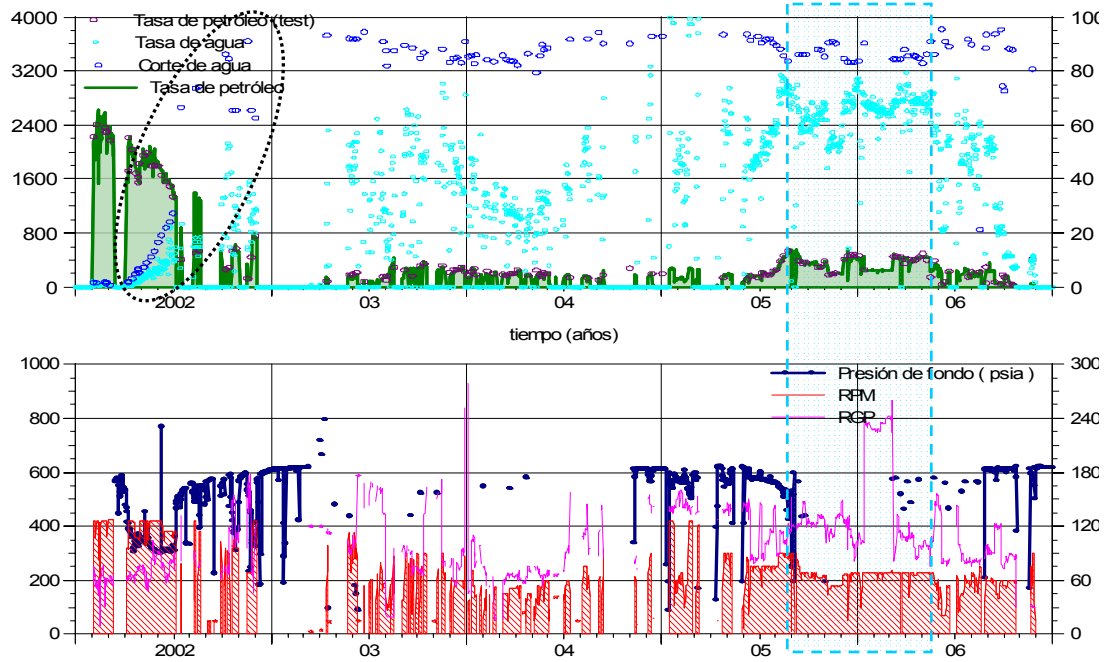
POZO F01

CURVAS DE RAMOS

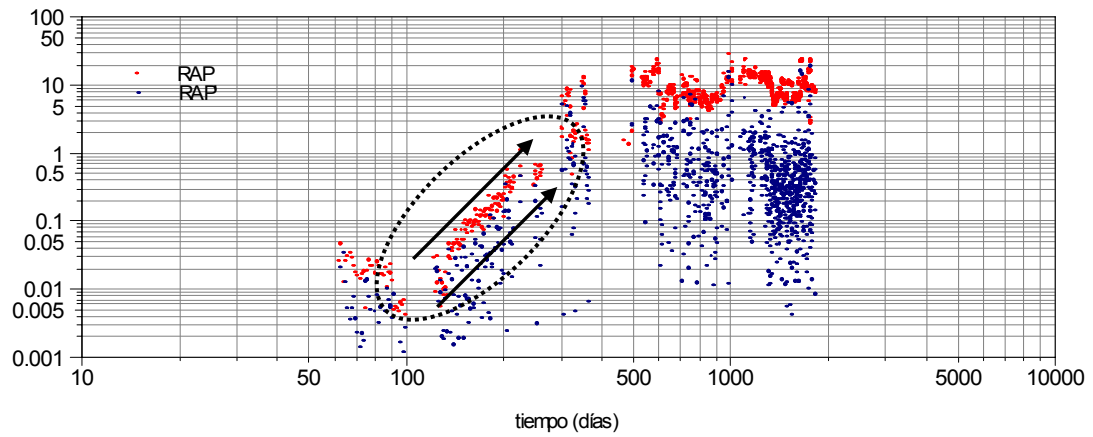


POZO F03

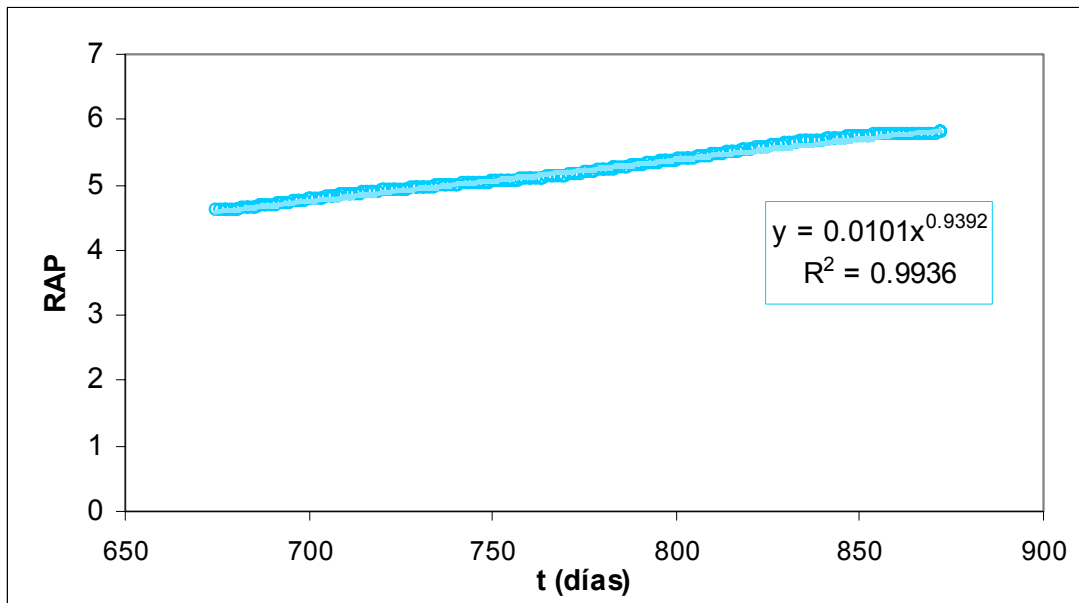
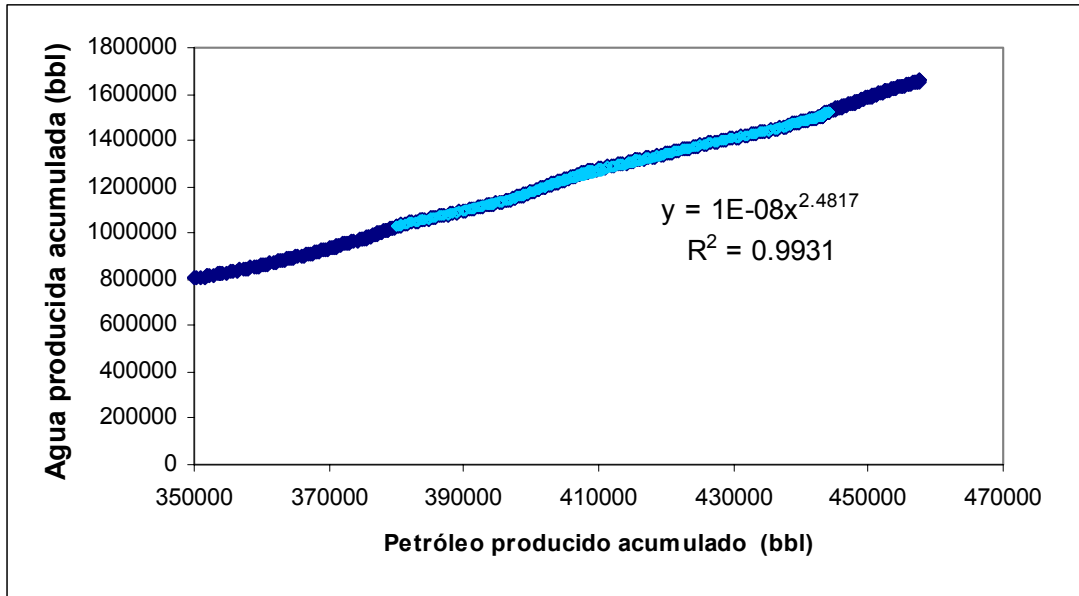
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

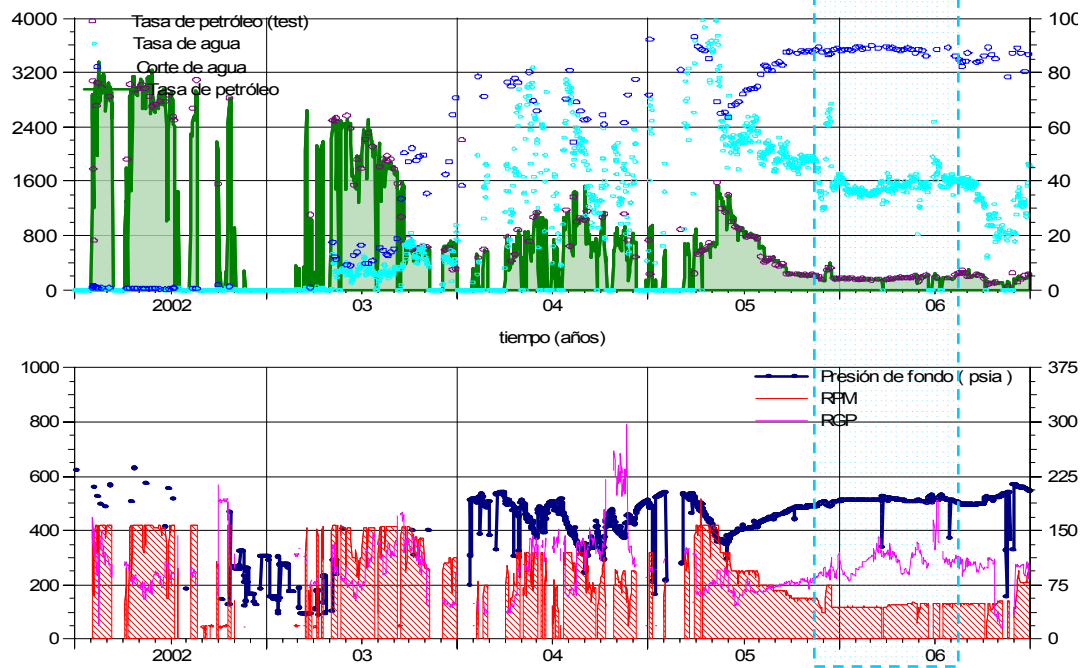


CURVAS DE RAMOS

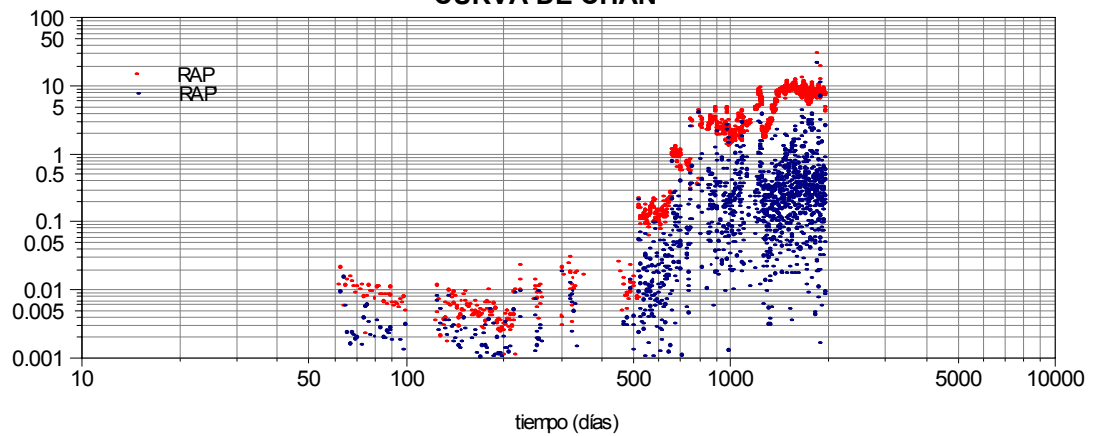


POZO F05

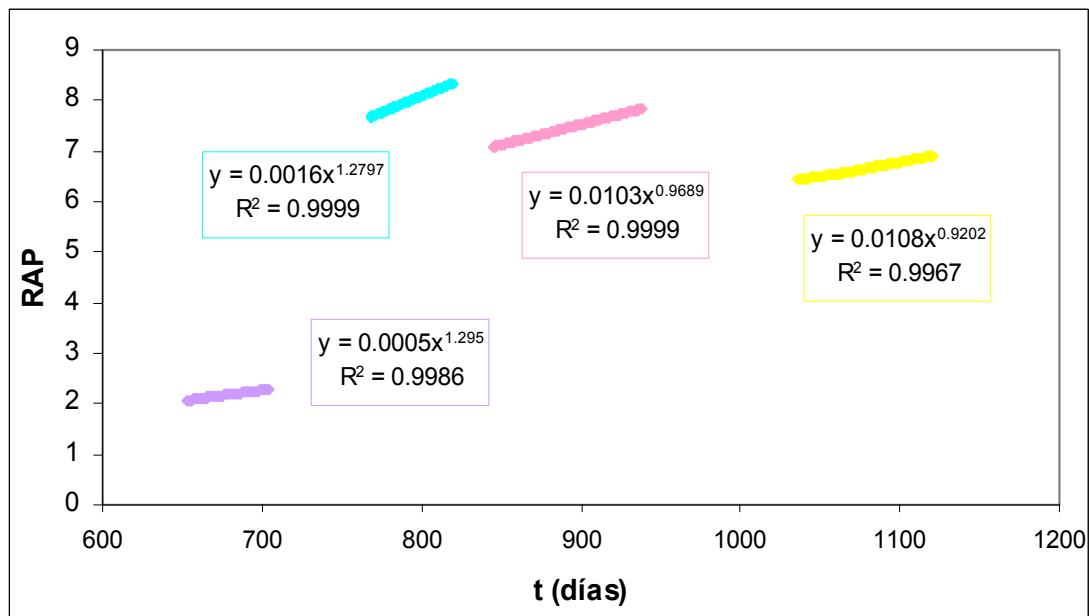
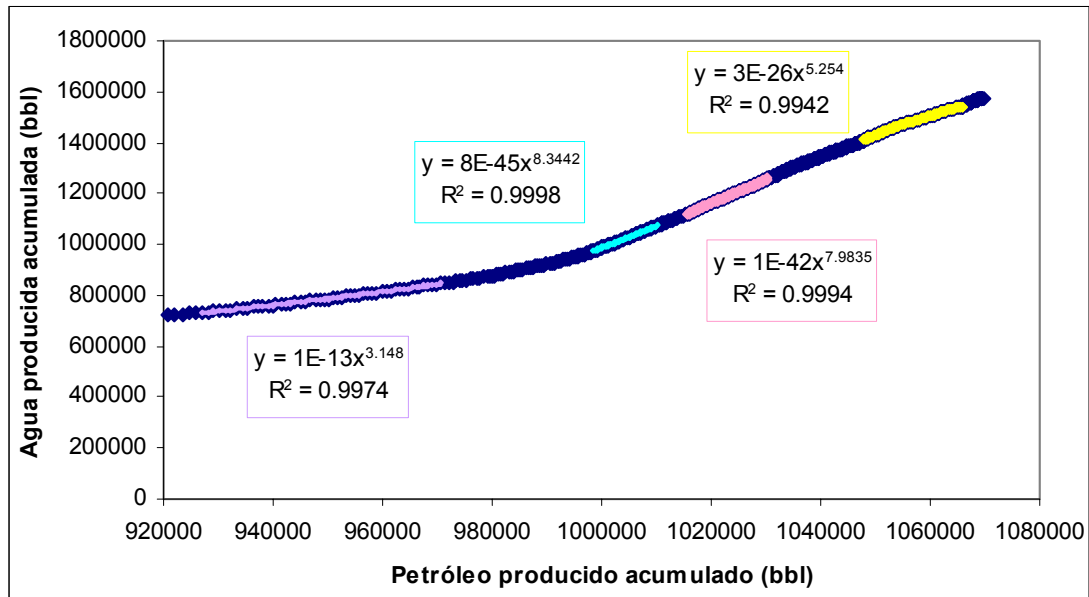
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

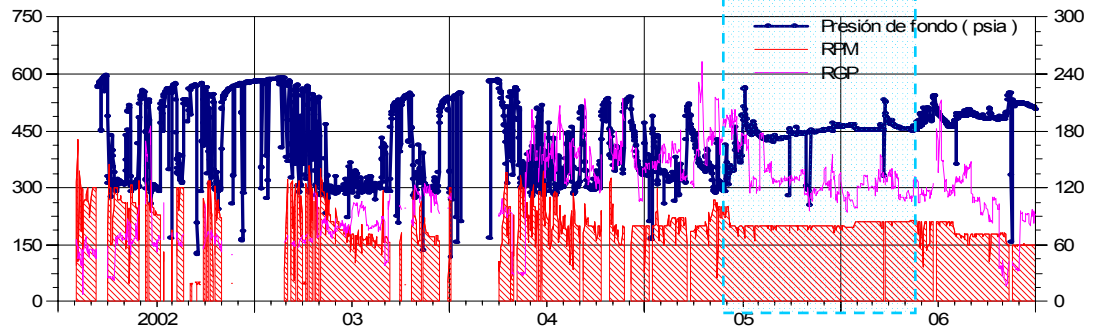
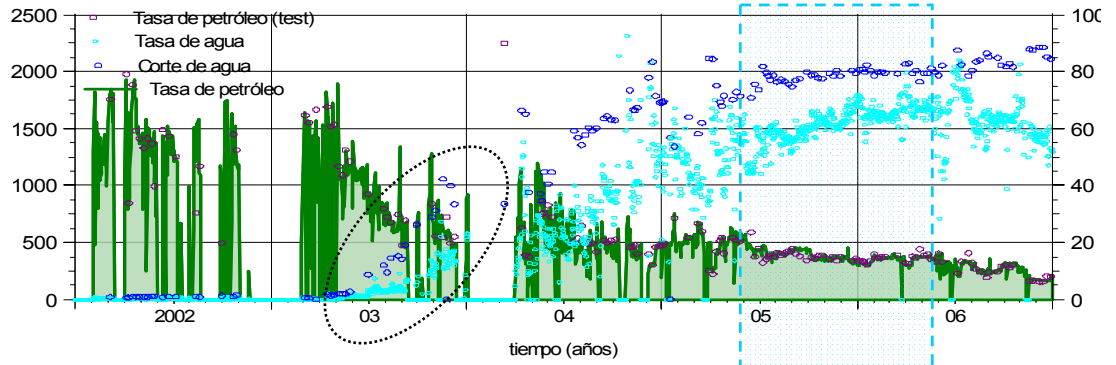


CURVAS DE RAMOS

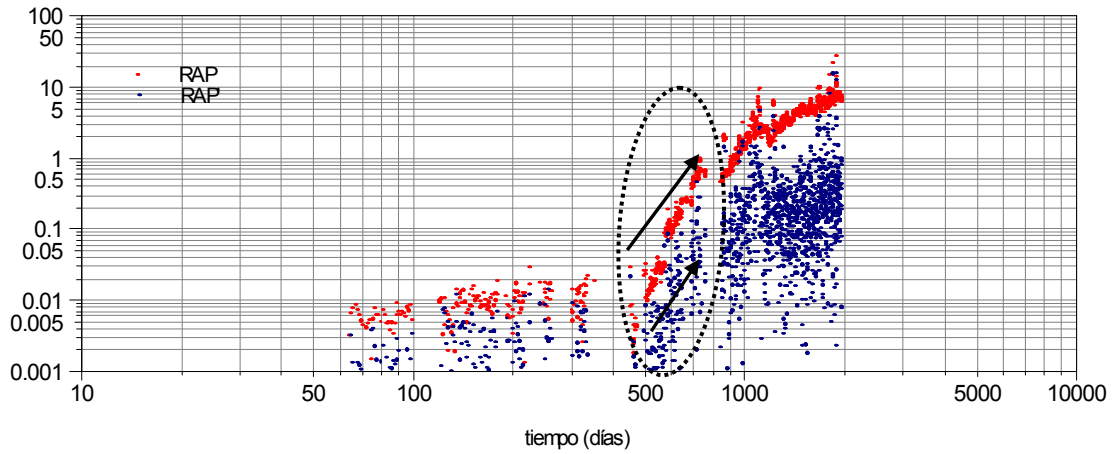


POZO F06

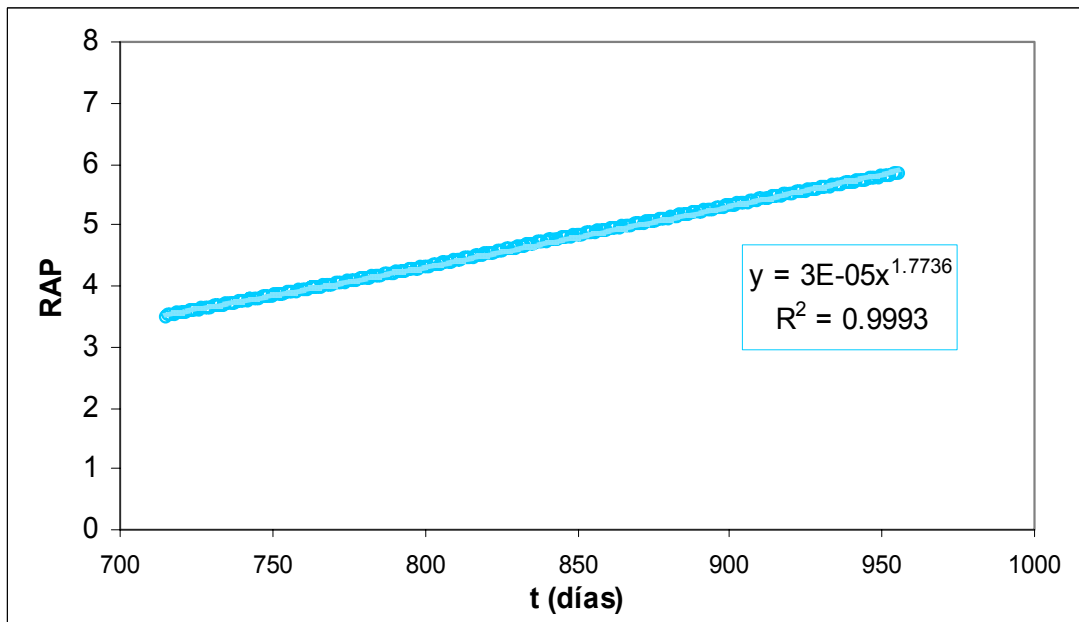
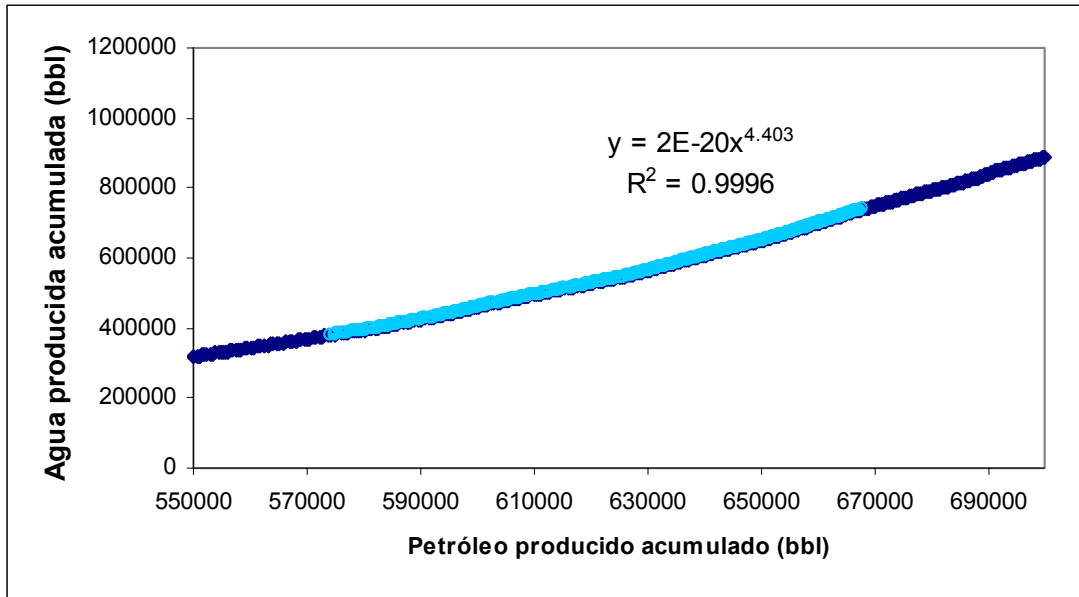
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN



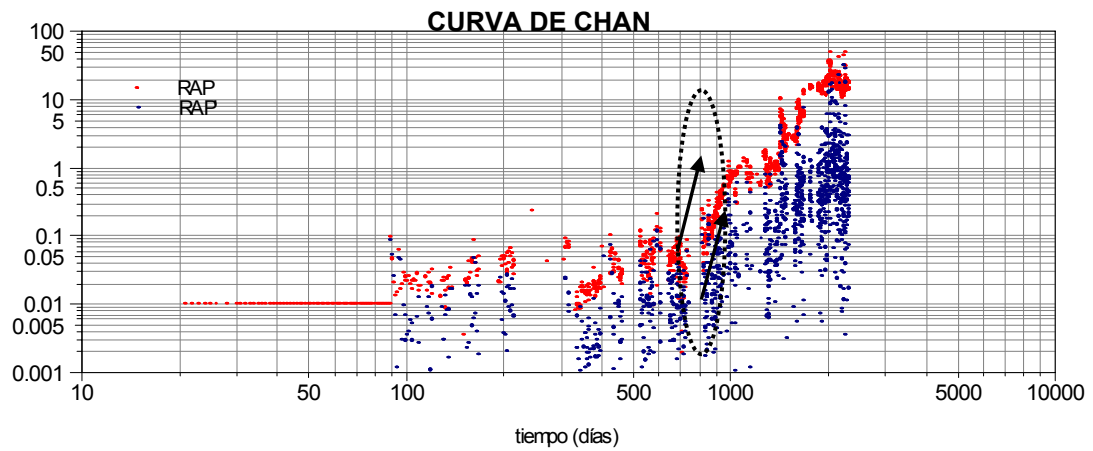
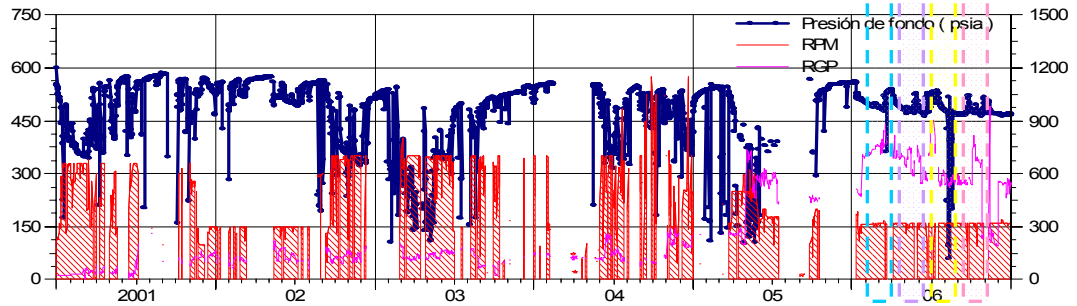
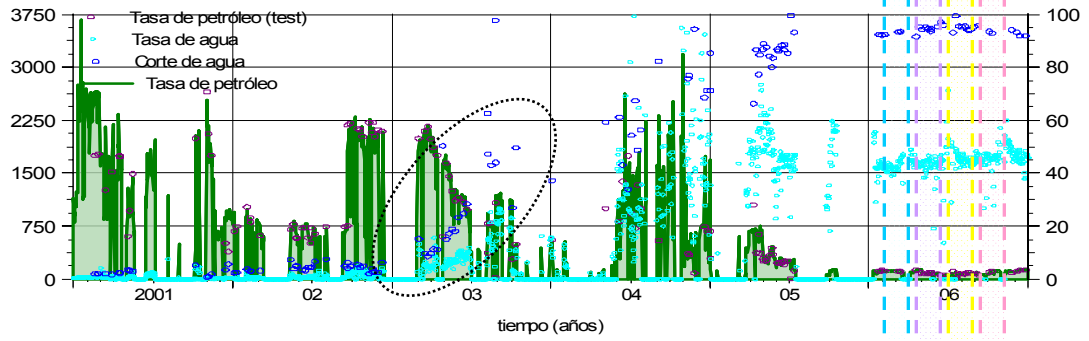
CURVAS DE RAMOS



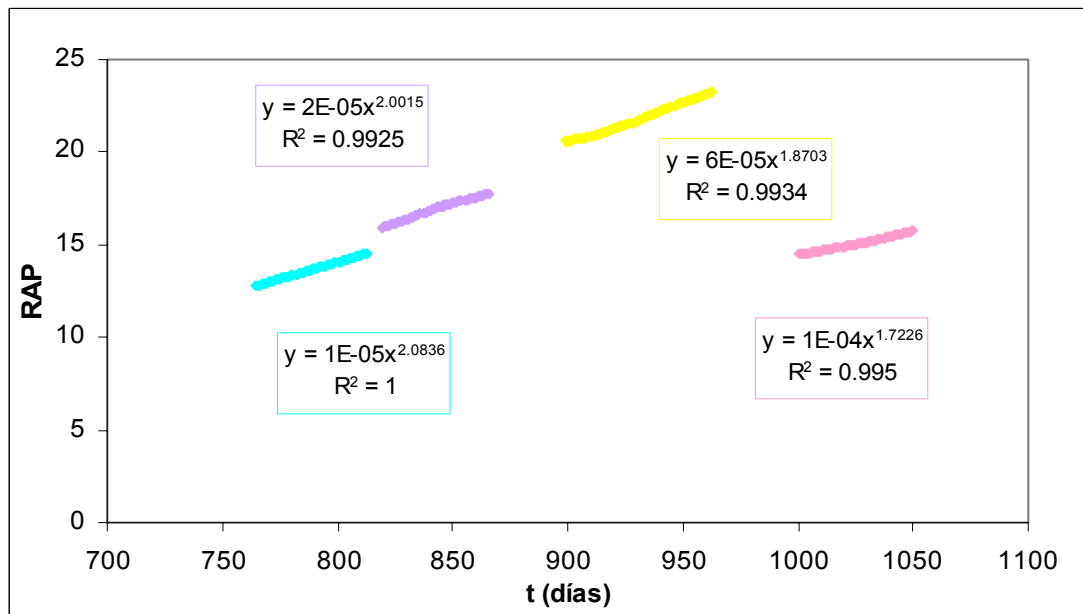
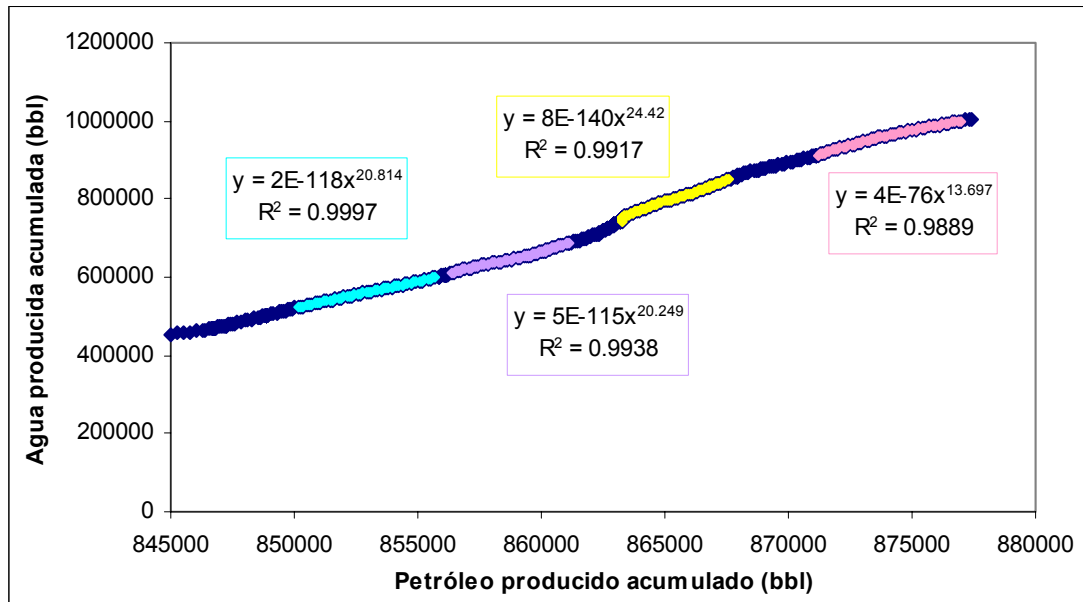
MACOLLA L

POZO L01

Comportamiento histórico de producción

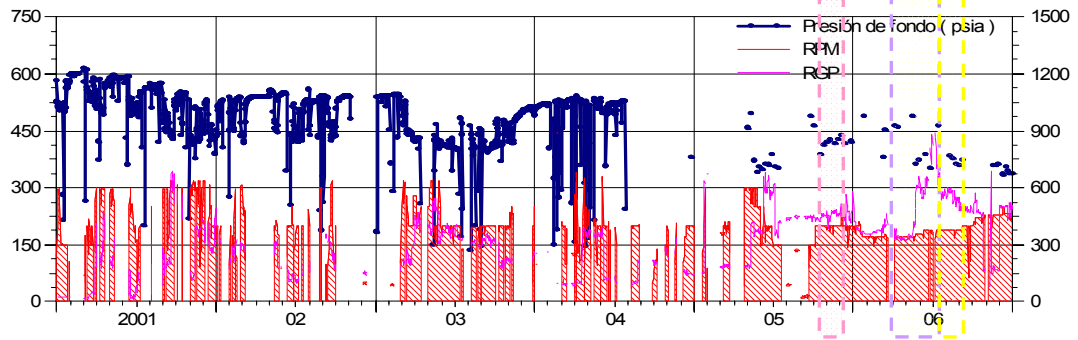
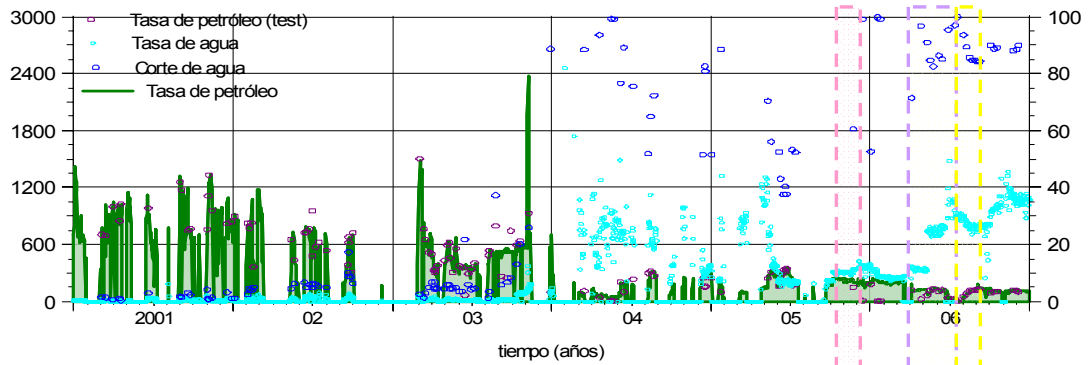


CURVAS DE RAMOS

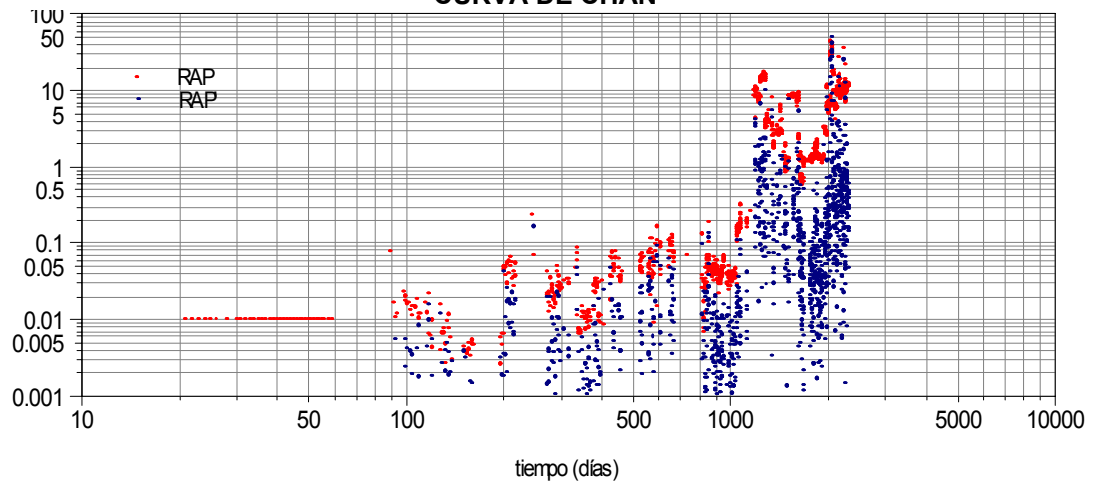


POZO L03

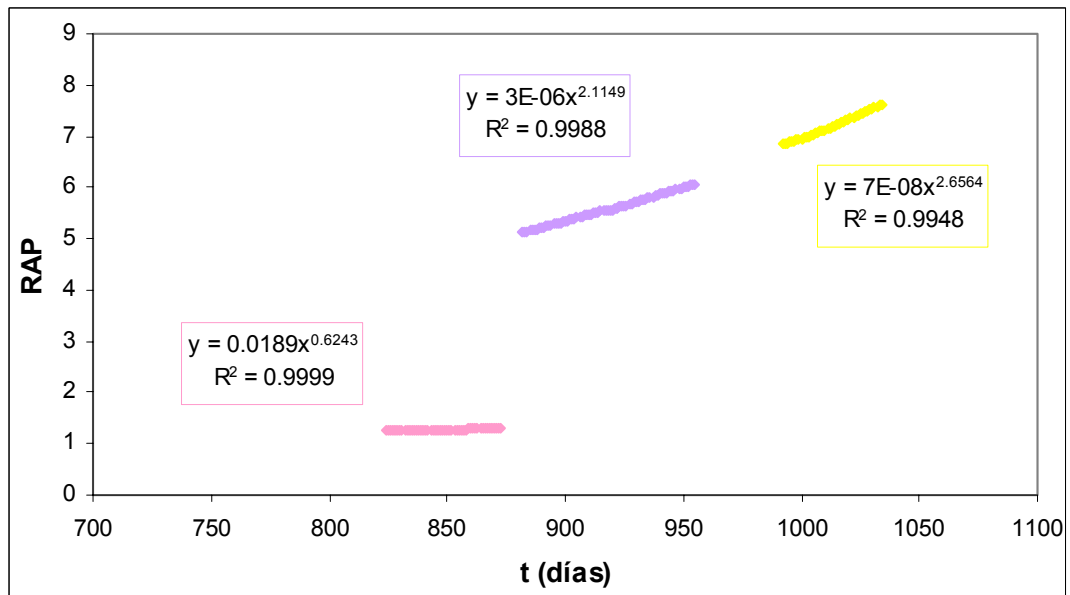
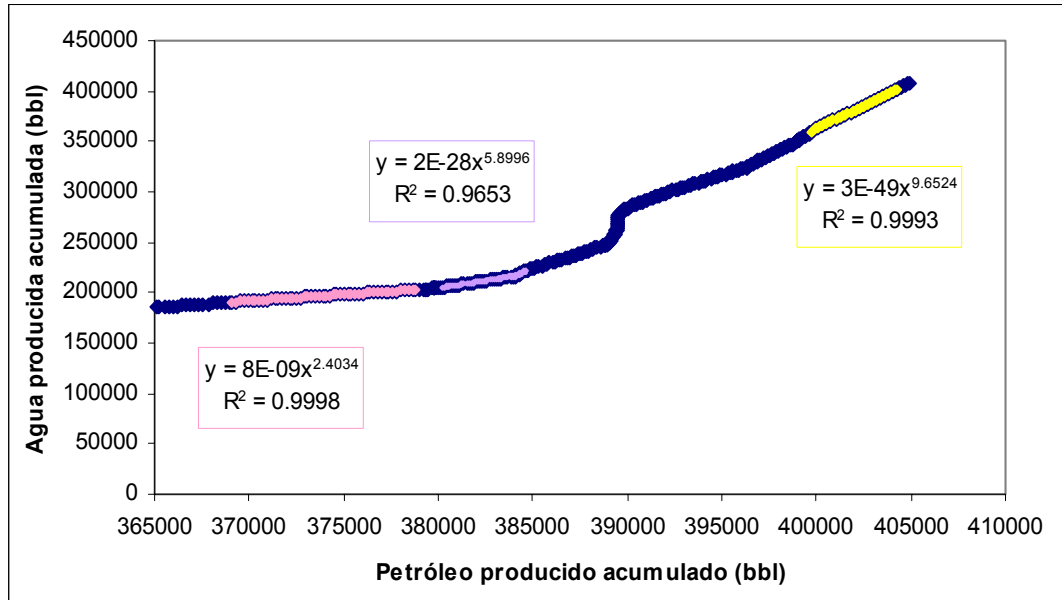
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

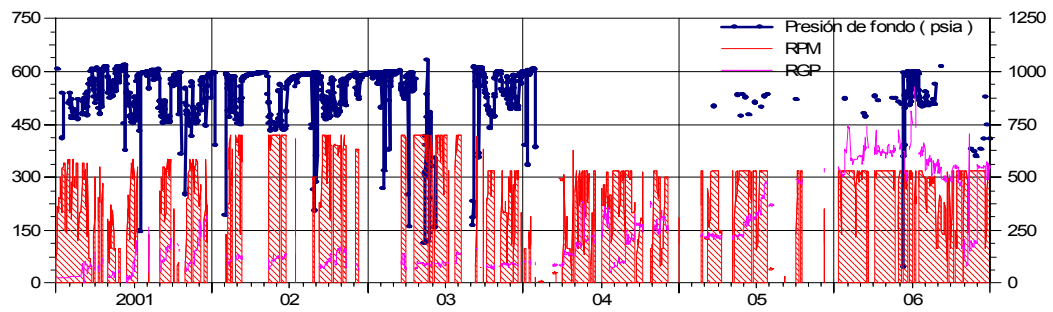
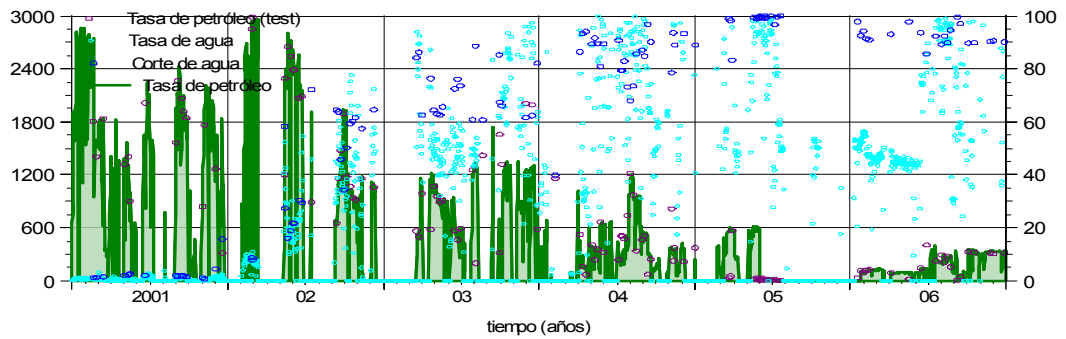


CURVAS DE RAMOS

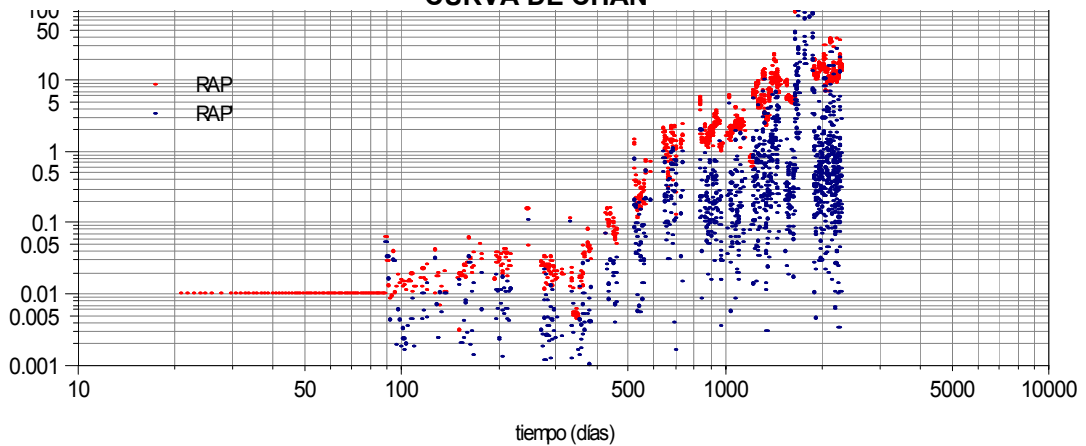


POZO L04

Comportamiento histórico de producción

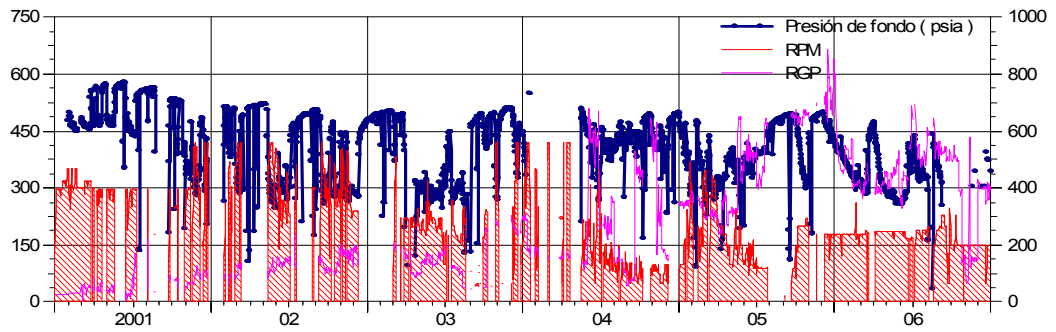
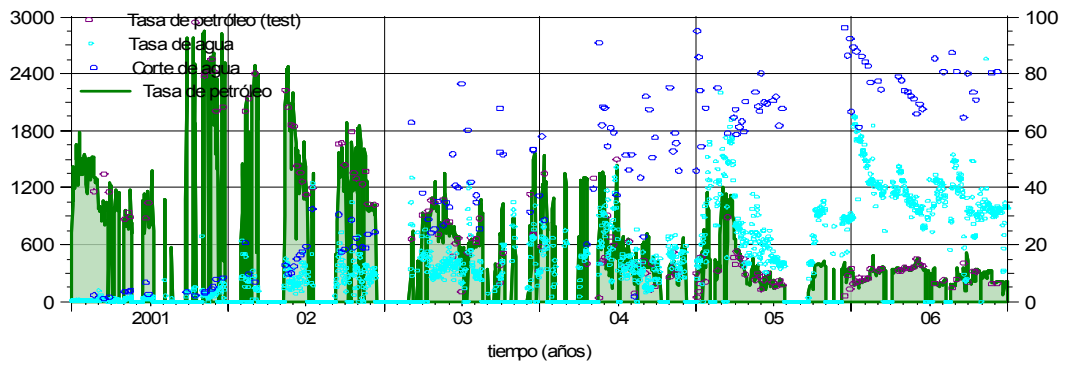


CURVA DE CHAN

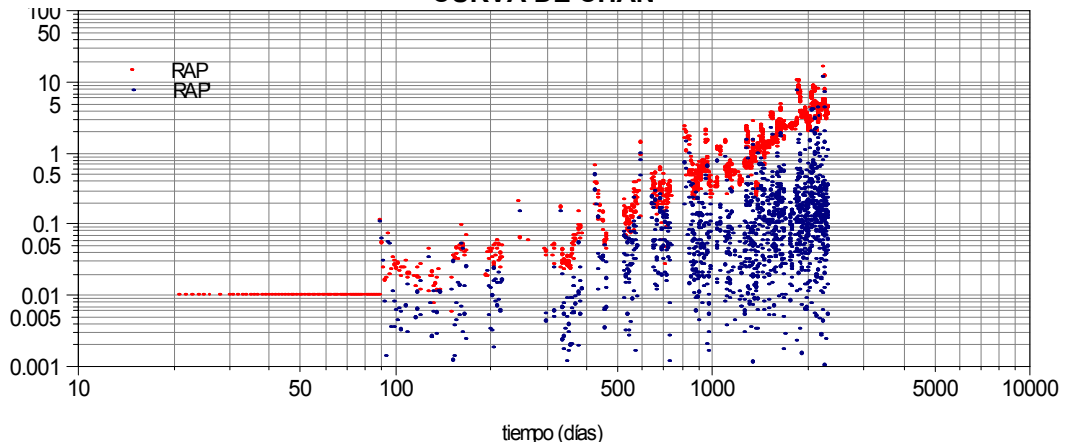


POZO L05

Comportamiento histórico de producción

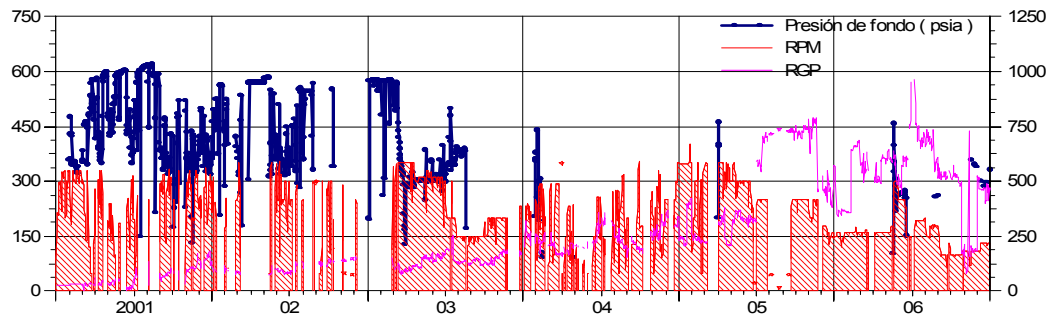
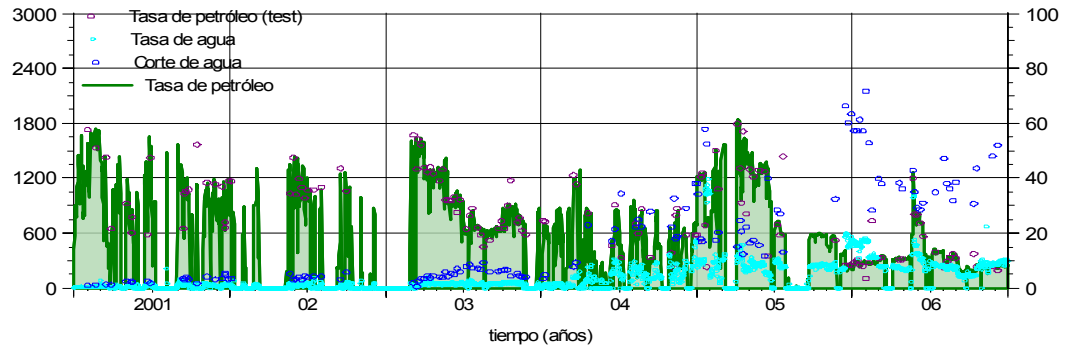


CURVA DE CHAN

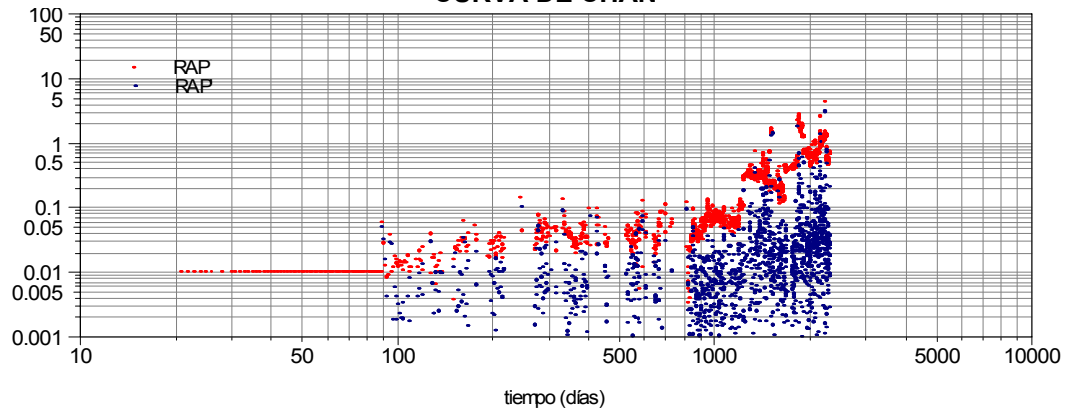


POZO L06

Comportamiento histórico de producción

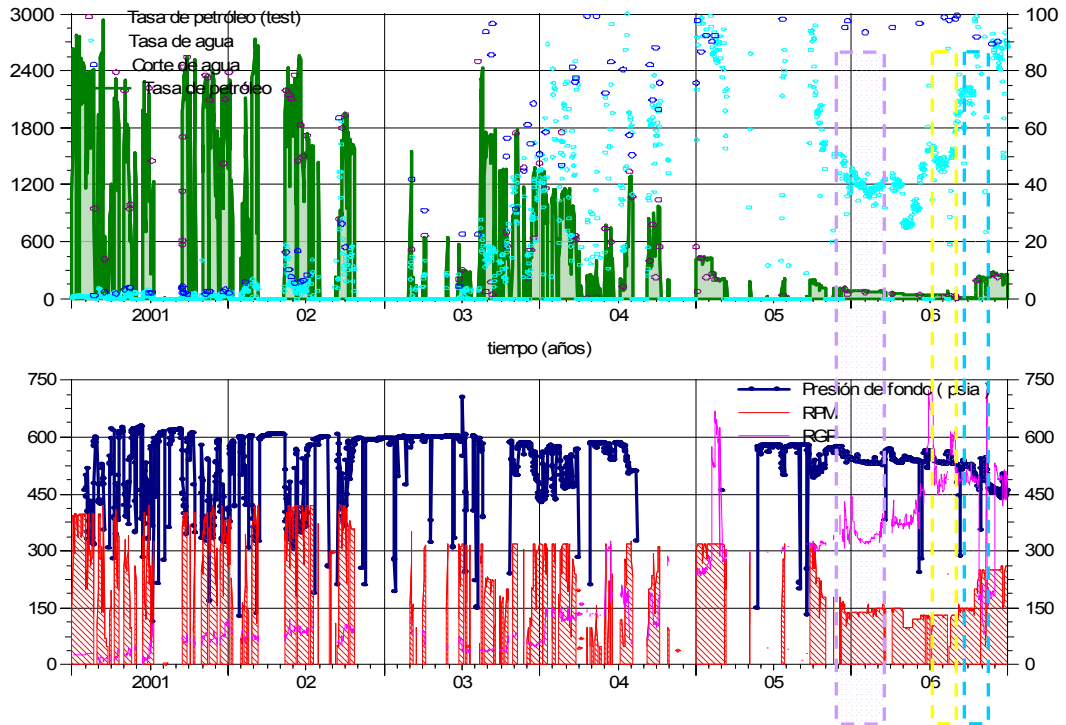


CURVA DE CHAN

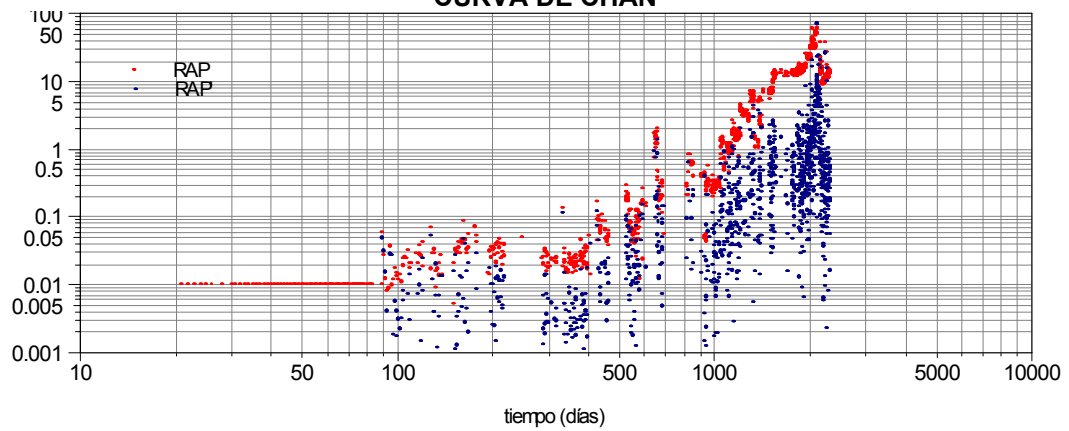


POZO L11

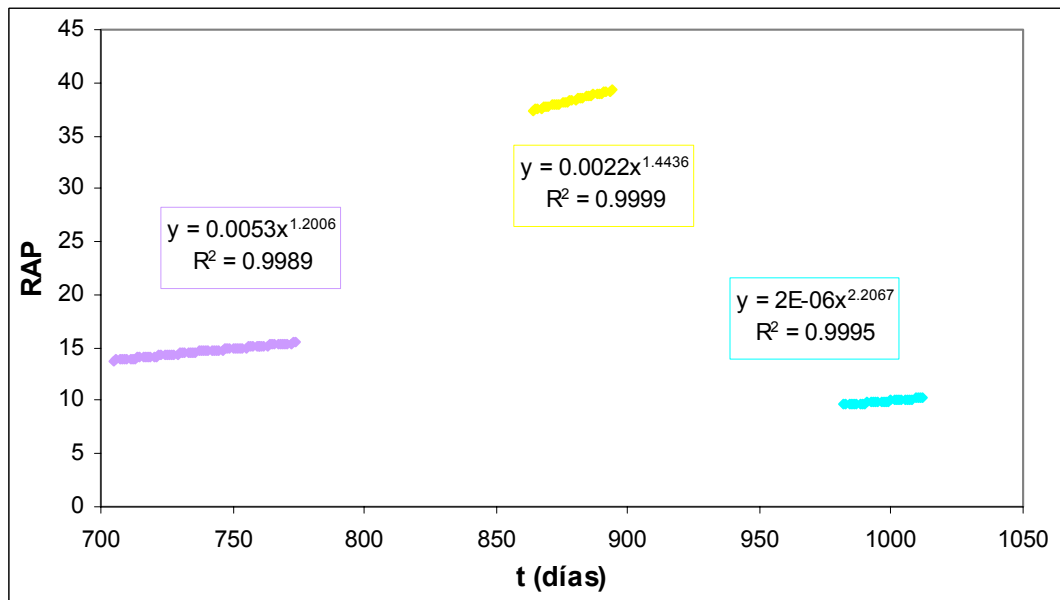
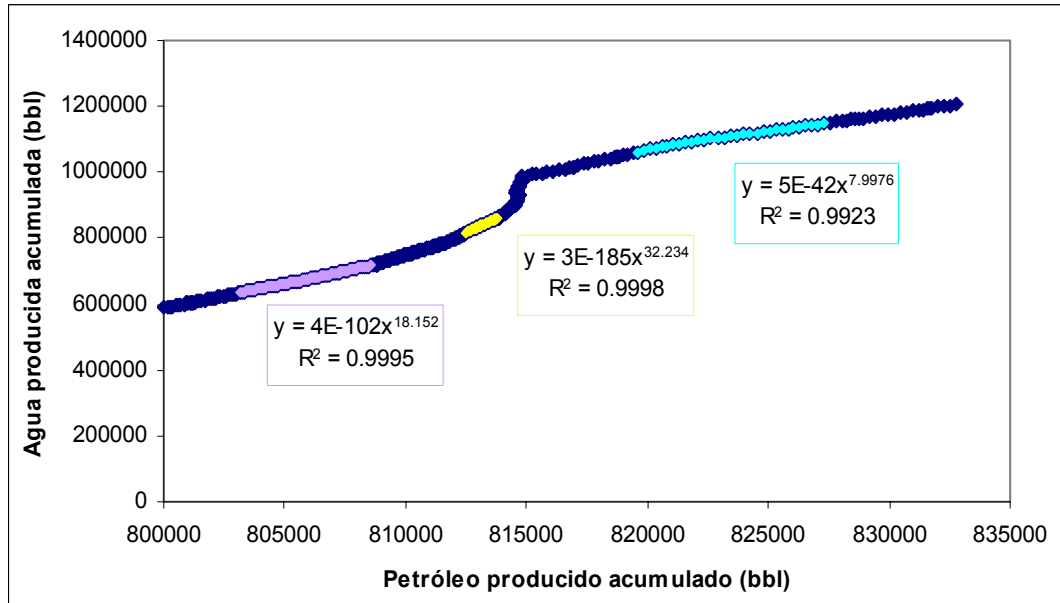
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN

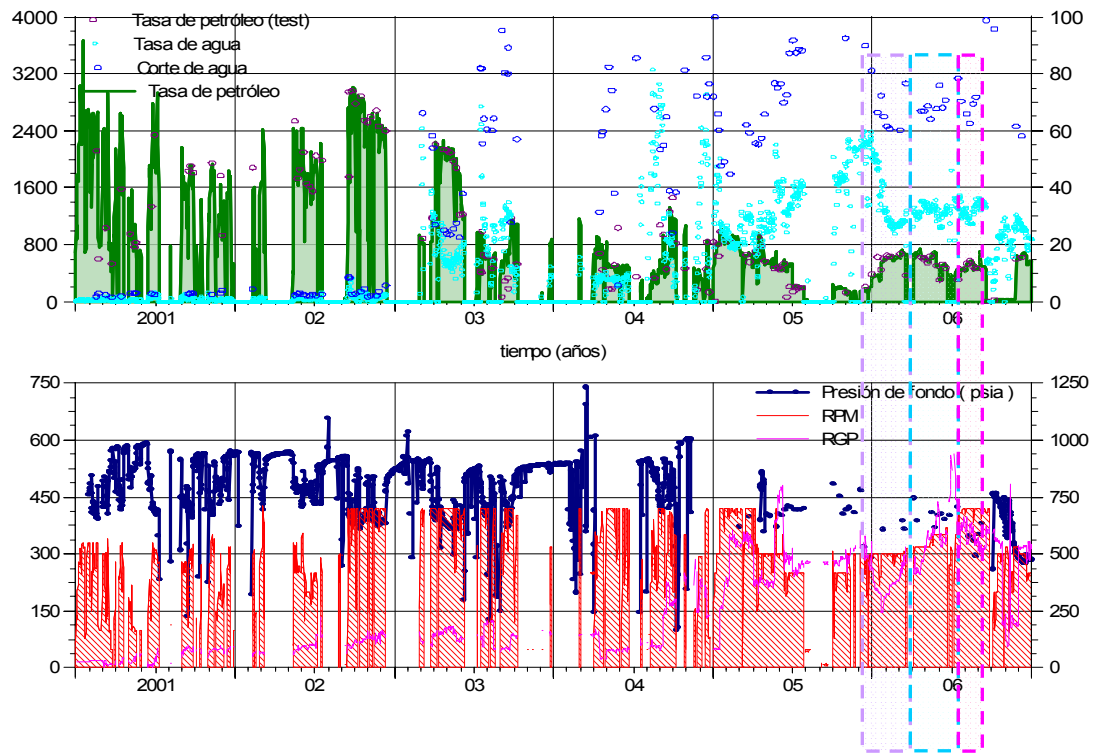


CURVAS DE RAMOS

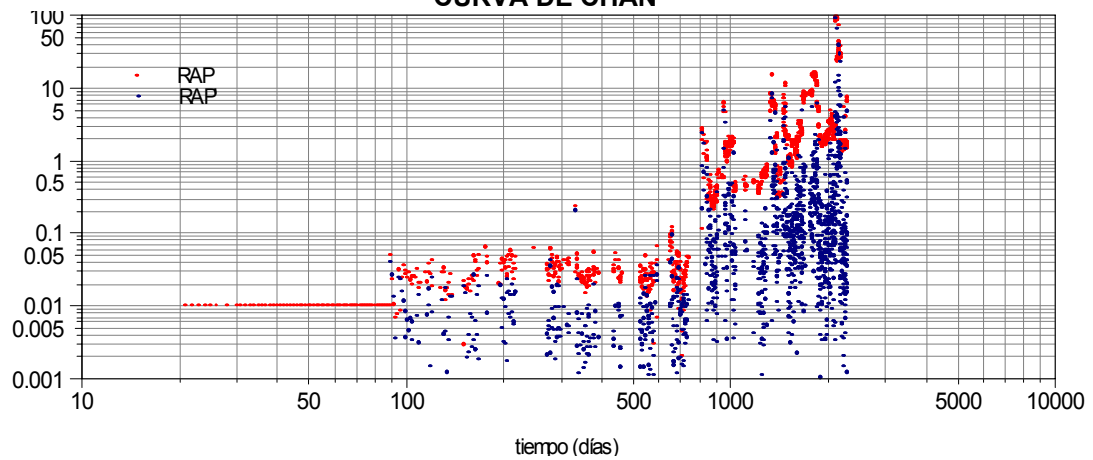


POZO L12

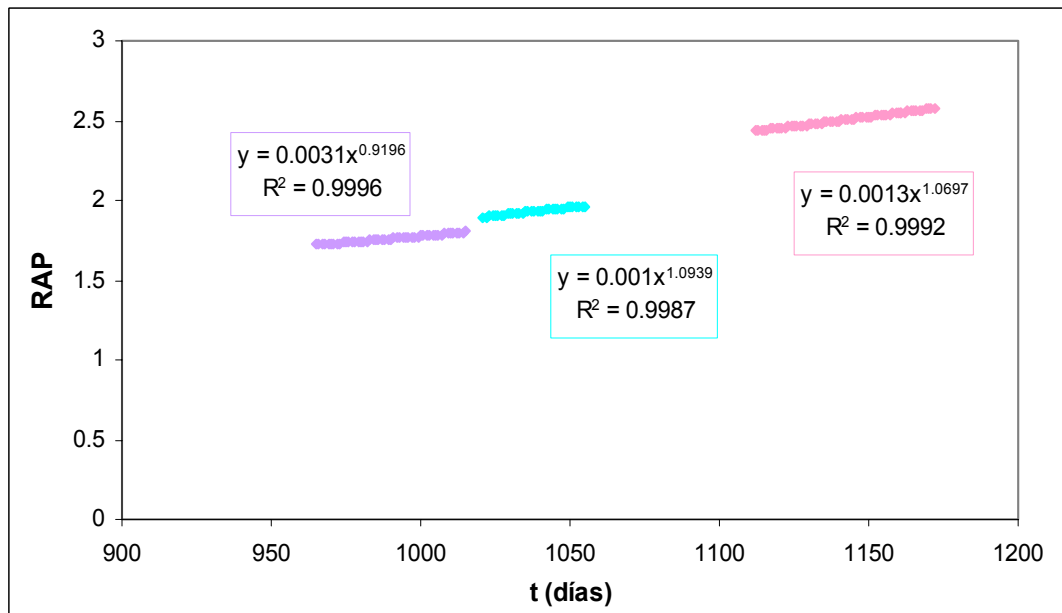
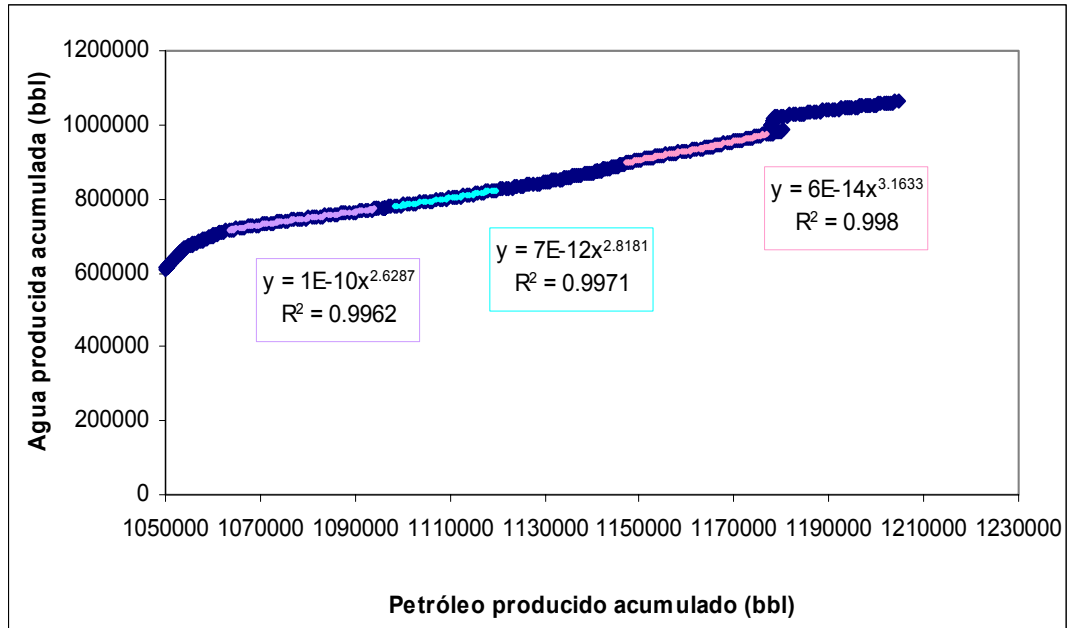
Comportamiento histórico de producción



CURVA DE CHAN



CURVAS DE RAMOS



APÉNDICE B

Tortuosity Map

