

Trabajo Especial de Grado

***APLICACIÓN DE TÉCNICAS ESPECIALES DE CONTROL Y SEGUIMIENTO DE  
YACIMIENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO  
ASIGNADO A PETROUCV***

Trabajo Especial de Grado presentado  
Ante la ilustre Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
Realizado por los Brs:  
Obregón Gutiérrez, Alfredo A.  
Pérez Cerecedo, Patricia

Caracas, Marzo 2003

Trabajo Especial de Grado

***APLICACIÓN DE TÉCNICAS ESPECIALES DE CONTROL Y SEGUIMIENTO DE  
YACIMIENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO  
ASIGNADO A PETROUCV***

Tutor académico: Dr. Freddy Paz

Tutor industrial: Ing. Fernando Ferrer

Trabajo Especial de Grado presentado  
Ante la ilustre Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
Realizado por los Brs:  
Obregón Gutiérrez, Alfredo A.  
Pérez Cerecedo, Patricia

Caracas, Marzo 2003

*A Dios por haberme dado la vida y fuerza para luchar por todo aquello que he querido; por darme una familia tan maravillosa.*

***“Infinitas Gracias”***

*A la Madre María de San José por haber escuchado todas mis plegarias y por haberme otorgado la paciencia y esperanza que tanto necesité.*

***“Infinitas Gracias”***

*A mis Padres Mikel y Rosa, por brindarme todo su amor y apoyo, por guiarme en el camino de la vida que me ha llevado a estar donde estoy, este triunfo también es de ustedes*

***“Los Amo con todo mi corazón”***

*A mi hermano Mikeltxu, porque sin su inmenso cariño y su gran sonrisa todo hubiese sido mucho más difícil.*

***“Te Adoro Gordo”***

*A mi abuela Inés por ser un pilar fundamental, un ejemplo de fortaleza y cariño, gracias por estar a mi lado.*

***“Te Quiero Muchísimo”***

*A Omar, por su amor, apoyo y comprensión a través de este largo camino que recorrimos juntos, sin ti no hubiese sido igual.*

***“Gracias, Te Quiero”***

*A mis Abuelos que no están físicamente pero si de corazón gracias por tenerme siempre presente y escuchar todas mis inquietudes.*

***“Con Muchísimo Cariño para ustedes”***

***Patricia Pérez Cerecedo***

- ✍ A **DIOS**, por darme la vida y los padres que tengo.
  
- ✍ A la **VIRGEN SANTISIMA**, por la ayuda brindada para alcanzar mis metas cuando más lo necesite.
  
- ✍ A mis queridos Padres **ALFREDO** y **CARMEN**, por ser las personas más maravillosas que he conocido, por brindarme todo su apoyo, amor y sabiduría, por ser como son.....este logro es para ustedes.
  
- ✍ A mis hermanos **FREDDY** y **YENNIFER**, por ser además de mis hermanos, mis amigos. Por quererme tanto.
  
- ✍ A mi abuela **MARIA** y mis **ABUELOS** que lamentablemente no están físicamente.....Gracias.
  
- ✍ A **MAIRA**, por siempre apoyarme, y ayudarme en todo momento. Fuiste una pieza vital para cumplir esta meta... por estar en los buenos y malos momentos celebrando y consolándome, gracias....a ti por quererme tanto.....te quiero y adoro mucho mi gordita.

**ALFREDO ANTONIO OBREGON GUTIERREZ**

- ✿ *A la **Gerencia de Empresas Mixtas** por habernos dado la oportunidad de llevar a cabo nuestra tesis. En especial a la Sra. Maira Olivares y la Sra. Gladys de Carvajal.*
- ✿ *A la Ilustre **Universidad Central de Venezuela** por haberme dado la educación necesaria para desarrollarme como profesional.*
- ✿ *Al Profesor **Fernando Ferrer** por ser un pilar fundamental en el desarrollo de nuestra tesis, ya que sin el nada hubiese sido posible, gracias por ser incondicional y dedicarnos su tiempo.*
- ✿ *Al Profesor **Freddy Paz** por ayudarnos y brindarnos incondicionalmente todo su apoyo.*
- ✿ *A **PetroUCV**, especialmente al Ingeniero Patiño y al Ingeniero Salazar por sus valiosos consejos.*
- ✿ *A mi gran amiga **Sandrita**, por compartir conmigo mis tristezas y alegrías, por apoyarme incondicionalmente. Simplemente por ser tú.*
- ✿ *A mis **Tíos Pedro y Beatriz**, por brindarme su cariño, apoyo y comprensión en los momentos que más lo necesite.*
- ✿ *A mi compañero de tesis **Alfredo**, por su apoyo y paciencia.*
- ✿ *A mis amigos **Ondina, David, Miriam, Claudio, Joel** y todos aquellos que me acompañaron en los buenos y malos momentos.*

**Patricia Pérez Cerecedo**

- ✎ A la Gerencia de Empresas Mixtas por habernos dado la dicha de conocer a los excelentes profesionales que allí laboran, especialmente a la Sra. Gladys Carvajal y la Sra. Maira Olivares.
- ✎ A PetroUCV por la ayuda brindada cuando fue necesaria, especialmente al Ingeniero. Patiño, Ingeniero. Salazar y a la Ingeniero Mariangela Capello.
- ✎ Al Ingeniero Fernando Ferrer por ayudarnos a cumplir esta meta, apoyarnos en todo momento y nutrirnos de parte de ese gran conocimiento que tiene y que nos sirvió de gran ayuda.
- ✎ Al Dr. Freddy Paz por ayudarnos y enseñarnos tantos conocimientos, gracias por su valioso tiempo.
- ✎ Al Sr. Pedro, La Sra. Beatriz y la abuelita Inés, por la ayuda prestada cuando fue necesaria y tener la dicha de conocer a tan agradables personas.
- ✎ A mi compañera de tesis Patricia, por aguantarme todo este tiempo y apoyarme en todo momento.
- ✎ A mis Tíos, Tías y primos que aportaron su granito de arena para llegar a donde estoy.
- ✎ A mi madrina María, el Sr. Teobaldo, la Sra. Marta y a mis amigos Alexander, Edgar, Benito, Yovalina, Freddy, Willy, Kike, Gabriel, Daniel por hacer de mi vida más agradable.
- ✎ A todas aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron a mi formación como Ingeniero.
- ✎ Por ultimo pero no menos importante a mi alma mater, la ilustre “Universidad Central de Venezuela” por darme la oportunidad de formarme en una de las universidades más importantes del mundo.

**ALFREDO ANTONIO OBREGÓN GUTIERREZ**

**Obregón G. Alfredo A.**

**Pérez. C. Patricia.**

**APLICACIÓN DE TÉCNICAS ESPECIALES DE CONTROL Y SEGUIMIENTO  
DE YACIMIENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ÁREA MAYOR DE  
SOCORORO (AMS) ASIGNADO A PETROUCV**

**Tutor Académico: Dr. Freddy Paz**

**Tutor Industrial: Ing. Fernando Ferrer**

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

**Año 2003. 229pp**

**Resumen:** Recientemente (noviembre de 2002) el AMS ha sido asignada a la Empresa Mixta PetroUCV para su explotación por los próximos veinte años. Esta área se caracteriza por presentar graves problemas de alta producción de agua y gas así como recurrente arenamiento de las zonas productoras, surgió la necesidad de crear una base de datos digital que facilitara las actividades de control y seguimiento del comportamiento de los yacimientos. En base a lo anterior, el presente trabajo se dirigió hacia la recopilación, validación y carga de los datos para la posterior aplicación de técnicas especiales de control y seguimiento de yacimientos. Para ello se efectuó una revisión de la información histórica de producción por pozo, además de recopilar y transferir a la base de datos de la aplicación computarizada OilField Manager toda la información petrofísica (por arena) suministrada por PetroUCV y CORPOMENE y la digitalización de los eventos operacionales y estados mecánicos de los pozos. Posteriormente se analizó la información mediante el uso de técnicas tales como: Análisis del comportamiento histórico de producción “Time Motion Study”, Índice de Heterogeneidad, Mapas Normalizados, Origen de la producción excesiva de agua mediante elaboración de gráficos diagnóstico (Método de Chan<sup>2</sup>), Cálculo del Petróleo original en sitio y Reservas remanentes; las cuales sirvieron como base para identificar los principales problemas y aquellas zonas prospectivas que representan oportunidades para mejorar la productividad de los pozos. De los resultados obtenidos en este trabajo, se observó que el Área 1 del campo Socororo es la de mayor prospectividad del AMS por sus mejores propiedades petrofísicas y más leves problemas de producción; el Área 2 del mismo campo es de menor prospectividad desde el punto de vista de producción

de petróleo, ya que está condicionada por altos cortes de agua, alta arcillosidad, fuertes problemas de arenamiento y alta producción de gas a pesar de que tiene tendencia a las mayores acumulaciones de petróleo original en Sitio del AMS. Los campos Cachicamo y Caricari (Áreas 3 y 4 respectivamente) no fueron incluidos en el alcance de este trabajo dado que no representan zonas de interés comercial bajo las actuales condiciones del mercado.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE FIGURAS.....xi  
 LISTA DE TABLAS ..... xiii

**Capítulo I Introducción**

**Capítulo II Marco Teórico**

2.1. OilField Manager (OFM).....4  
 2.1.1. Plantilla Nacional.....5  
     2.1.1.1. Tabla Z Petrofísica.....9  
 2.1.2. Mapa Base.....11  
 2.1.3. Filtros “Filter” .....13  
 2.1.4. Gráficos.....14  
     2.1.4.1. Gráficos de Dispersión “Scatter Plots” .....14  
     2.1.4.2. Mapa de Grilla o Celdas “Grid Maps” .....15  
     2.1.4.3. Mapas de Burbujas “Bubble Maps” .....16  
     2.1.4.4. Mapas de Gráficos XY “Mapper XY Plot” .....17  
     2.1.4.5. Gráficos XY “Plots” .....17  
 2.1.5. Data Safe.....18  
 2.1.6. Reportes “Report” .....19  
 2.1.7. Registro de Datos “Data Register” .....19  
 2.1.8. Análisis de las Curvas de Declinación “Decline Curve Analysis” .....19  
     2.1.8.1. Fundamentos Teóricos.....19  
     2.1.8.2. Análisis de Curvas de Declinación “Decline Curve Analysis” (DCA) .....25  
 2.1.9. Diagramas de Pozos “Wellbore Diagrams” .....27  
 2.2. Aplicaciones Ejecutadas con el Programa OilField Manager.....28  
     2.2.1. Índice de Heterogeneidad .....28  
     2.2.2. Origen de la Producción Excesiva de Agua Mediante la Elaboración de Gráficos de Diagnóstico (Método de Chan<sup>2</sup>).....32  
         2.2.2.1. Conificación.....34  
         2.2.2.2. Comunicación Mecánica.....34  
         2.2.2.3. Canalización o Adedamiento .....35  
         2.2.2.4. Barrido Normal .....36  
     2.2.3. Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES).....38  
     2.2.4. Análisis del Comportamiento Histórico de Producción “Time Motion Study” .40  
         2.2.4.1. Metodología .....40  
     2.2.5. Reservas Remanentes .....43  
     2.2.6. Mapas Normalizados .....45

**Capítulo III Descripción del Área**

3.1. Ubicación Geográfica .....47  
 3.2. Características Generales del Área Mayor de Socororo .....47  
 3.3. Revisión Geológica.....50  
     3.3.1. Modelo Estratigráfico .....51  
     3.3.2. Modelo Sedimentológico .....57

3.3.3. Modelo Estructural .....	58
<b>Capítulo IV Problemas de Arena y Agua</b>	
4.1. Producción de Arena.....	61
4.1.1. Origen de la Producción de Arena.....	61
4.1.2. Arcos de Arena .....	63
4.1.3. Producción de Finos.....	64
4.2. Geomecánica.....	65
4.3. Factores que Afectan la Producción de Arena.....	65
4.4. Causas de la Producción de Arena.....	66
4.5. Efectos de la Producción de Arena.....	68
4.6. Mecanismos que Permiten Determinar la Necesidad de Aplicar Métodos de Control de Arena.....	70
4.7. Técnicas Utilizadas para el Control de Arena.....	70
4.7.1. Variación de la Tasa de Flujo .....	71
4.7.2. Completaciones Selectivas .....	71
4.7.3. Consolidación Plástica.....	72
4.7.4. Sistema Grava – Resina .....	72
4.7.5. Grava Recubierta con Resina.....	73
4.7.6. Forros Ranurados y/o Rejillas.....	73
4.7.7. Rejillas Preempacadas .....	74
4.7.8. Rejillas con Empaques con Grava .....	76
4.7.9. Frac Pack.....	76
4.7.10. Forzamiento Arena con Petróleo .....	78
4.8. Origen de la Producción de Agua.....	78
4.9. Condiciones que Originan la Producción en Exceso de Agua.....	79
4.9.1. Problemas Relativos al Yacimiento.....	80
4.9.2. Problemas Relativos al Pozo y sus Adyacencias.....	82
<b>Capítulo V Métodos de Levantamiento Artificial</b>	
5.1. Principales Métodos de Levantamiento Artificial .....	84
5.1.1. Bombeo Mecánico .....	84
5.1.1.1. Principales Componentes del Sistema .....	85
5.1.1.2. Equipos de Subsuelo.....	86
5.1.1.3. Equipos de Superficie .....	89
5.1.1.4. Ventajas y Desventajas del Sistema de Bombeo Mecánico .....	90
5.1.1.5. Clasificación de los Tipos de Balancín.....	91
5.1.2. Levantamiento Artificial por Gas Lift (LAG) .....	92
5.1.2.1. Equipos de Subsuelo.....	93
5.1.2.2. Tipos de Levantamiento Artificial por gas Lift .....	94
5.1.2.3. Clasificación de las Válvulas de LAG de Acuerdo a su Aplicación .....	94
5.1.2.4. Ventajas y Desventajas del Sistema LAG .....	95
5.1.3. Bombeo Electrosumergible.....	96
5.1.3.1. Ventajas y Desventajas del Sistema de Bombeo Electrosumergible.....	97
5.2. Factores que Influyen en la Selección del Método de Levantamiento .....	98
5.2.1. Parámetros Cuantitativos .....	98
5.2.1.1. Presión Estática del Yacimiento .....	98

5.2.1.2. Diámetro del Revestimiento .....	99
5.2.1.3. Diámetro del Eductor .....	99
5.2.1.4. Profundidad del Pozo .....	100
5.2.1.5. Temperatura de Fondo .....	101
5.2.1.6. Gravedad API .....	101
5.2.1.7. Relación Gas – Líquido de la Formación .....	102
5.2.2. Problemas de Producción.....	102
5.2.2.1. Producción de Arena.....	102
5.2.2.2. Corrosión .....	103
5.2.2.3. Parafinas y Asfaltenos .....	103
5.2.2.4. Escamas .....	103
5.2.2.5. Emulsiones.....	104
5.2.2.6. Grado de Desviación del Hoyo.....	104

**CapítuloVI Metodología**

6.1. Recopilación de Información.....	105
6.2. Etapas Desarrolladas.....	107
6.2.1. Digitalización de la Información Petrofísica .....	107
6.2.2. Digitalización de los Eventos. ....	108
6.2.3. Digitalización de los Diagramas de Pozos.....	108
6.2.4. Digitalización del Análisis PVT .....	109
6.2.5. Cálculo del Índice de Heterogeneidad.....	109
6.2.6. Metodología para Determinar el Origen de la Producción Excesiva de Agua Mediante la Elaboración de Gráficos Diagnósticos (Método de Chan <sup>2</sup> ).....	112
6.2.7. Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES).....	113
6.2.8. Análisis del Comportamiento Histórico de Producción “Time Motion Study”.....	115
6.2.9. Declinación de la Producción y Reservas Remanentes .....	115
6.2.10. Mapas Normalizados .....	119

**CapítuloVII Discusión de Resultados**

7.1 Revisión Integral del Área Mayor de Socororo.....	121
7.1.1. Información Geológica y Estructural.....	121
7.1.2. Petrofísica .....	121
7.2. Comportamiento Histórico de Producción del Área Mayor de Socororo.....	122
7.2.1. Análisis del Comportamiento Histórico de Producción “Time Motion Study”.....	126
7.2.2. Mapas Normalizados .....	130
7.2.2.1. Petróleo Acumulado – Arena Neta Petrolífera (Np – ANP).....	130
7.2.2.2. Petróleo Acumulado – Porosidad (Np – Phi).....	131
7.2.2.3. Petróleo Acumulado – Saturación Inicial de Petróleo (Np – Soi) .....	131
7.3. Comportamiento de Producción y Principales Eventos.....	131
7.3.1. Índice de Heterogeneidad .....	134
7.3.2. Origen de la Producción Excesiva de Agua Mediante Elaboración de Gráficos Diagnóstico (Método de Chan <sup>2</sup> ) .....	137
7.4. Determinación de Reservas .....	139
7.4.1. Petróleo Original en Sitio (POES).....	139
7.4.2. Reservas Remanentes .....	140

7.5. Oportunidades para Mejorar la Productividad de los Pozos.....	143
7.5.1. Área 1.....	143
7.5.2. Área 2.....	149
<b>Conclusiones.....</b>	<b>155</b>
<b>Recomendaciones.....</b>	<b>157</b>
<b>Referencias.....</b>	<b>159</b>
<b>Glosario de Términos.....</b>	<b>161</b>
<b>Apéndices</b>	
Apéndice A Variables Calculadas Creadas.....	166
Apéndice B Resultados.....	177
Apéndice C Problemas Detectados.....	195
Apéndice D Análisis del Comportamiento Histórico de Producción.....	198
Apéndice E Plots y Curvas Diagnóstico de Chan.....	199
Apéndice F Descripción por Pozo.....	219
Apéndice G Estados Mecánicos de los Pozos.....	224

**LISTA DE FIGURAS**

Figura N° 2.1 Versión utilizada en el desarrollo de este trabajo.....	4
Figura N° 2.2 Vista de la tabla Zpetrofísica en el OilField Manager .....	11
Figura N° 2.3 Mapa base del Área Mayor de Socororo.....	12
Figura N° 2.4 Ruta a seguir para hacer un filtrado .....	13
Figura N° 2.5 Ubicación y vista de un gráfico de dispersión en el OFM .....	14
Figura N° 2.6 Mapa de grilla y ubicación en el OFM.....	15
Figura N° 2.7 Mapa de burbuja y ruta de acceso en el OFM.....	16
Figura N° 2.8 Mapa de gráficos XY y ruta de acceso.....	17
Figura N° 2.9 Acceso a los gráficos XY y presentación.....	18
Figura N° 2.10 Ruta a seguir para la creación del archivo de seguridad .....	18
Figura N° 2.11 Ruta de acceso a los diagramas de pozos y vista de un diagrama.....	27
Figura N° 2.12 Índice de Heterogeneidad.....	29
Figura N° 2.13 Distribución areal de los pozos .....	31
Figura N° 2.14 Cambios de tendencia en el Índice de Heterogeneidad.....	32
Figura N° 2.15 Conificación y su gráfica.....	34
Figura N° 2.16 Comunicación Mecánica y su gráfica .....	35
Figura N° 2.17 Canalización y su gráfica .....	35
Figura N° 2.18 Barrido Normal y su gráfica.....	36
Figura N° 2.19 Matriz de mapas para el Time Motion Study.....	42
Figura N° 2.20 Relación de Eventos de los mapas con los mapas estáticos.....	43
Figura N° 3.1 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Socororo.....	47
Figura N° 3.2 Distribución de los pozos en el Área Mayor de Socororo.....	49
Figura N° 3.3 Columna Estratigráfica de los campos y del Área Mayor de Socororo .....	51

Figura N° 3.4 Sistema Deposicional del Área Mayor de Socororo .....	57
Figura N° 3.5 Sistema Deposicional del Área Mayor de Socororo .....	58
Figura N° 3.6 Mapa Estructural del Tope de la Arena U1 .....	59
Figura N° 4.1 Movimiento de los granos de arena causados por esfuerzos desestabilizadores .....	63
Figura N° 4.2 Arco estable alrededor de una perforación.....	63
Figura N° 4.3 Prácticas de completación selectiva .....	72
Figura N° 4.4 Tipos de Rejillas Preempacadas.....	75
Figura N° 5.1 Bombeo Mecánico.....	85
Figura N° 5.2 Esquema de los principales componentes del Bombeo Mecánico .....	86
Figura N° 5.3 Levantamiento Artificial por Gas Lift.....	93
Figura N° 6.1 Ruta de acceso al Data Register .....	110
Figura N° 6.2 Ruta de acceso a las curvas tipo de Fetkovich .....	118
Figura N° 7.1. División del Área Mayor de Socororo .....	120
Figura N° 7.2. Historia de producción del campo Socororo .....	123
Figura N° 7.3. Historia de producción del campo Cachicamo.....	124
Figura N° 7.4. Historia de producción del campo Caricari.....	125
Figura N° 7.5. Jerarquización de los campos del AMS .....	125
Figura N° 7.6. Historia de producción y principales eventos del pozoSOC-03 cargados en el OFM.....	132
Figura N° 7.7 Estados mecánicos del pozoSOC-03 cargados en el OFM .....	133
Figura N° 7.8. Gráfico de producción del pozo ES-433 .....	133
Figura N° 7.9. Principales problemas presentados en el AMS .....	135
Figura N° 7.10. Principales problemas del campo Socororo, área1 y área2.....	136
Figura N° 7.11 Pozo ES-419.Plots y curvas diagnóstico de Chan.....	138
Figura N° 7.12. Mecanismos predominantes en la producción de agua .....	139

**LISTA DE TABLAS**

Tabla N° 3.1 Resumen de las características del Área Mayor de Socororo.....50

Tabla N°7.1. Reservas remanentes usando ajuste de curvas por Declinación Exponencial y curvas tipo de Fetkovich..... 141

**1. INTRODUCCIÓN****CAPITULO I**

El Área Mayor de Socororo se encuentra ubicada geológicamente en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Suroeste del Área Mayor de Oficina) y comprende un bloque irregular de unos 270 kilómetros cuadrados. Geográficamente está situada en las inmediaciones de la población de Pariaguán y la componen los campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari.

En esta región las arenas prospectivas se concentran mayoritariamente en las Formaciones Oficina y Merecure, de edad Mioceno y Oligoceno; presentándose los yacimientos en general dentro de trampas estructurales. La característica común en el área para las arenas contentivas de hidrocarburos viene a ser la lenticularidad recurrente, así como también el poco espesor que desarrollan, lo cual históricamente ha complicado la explotación del área en general.

Desde el descubrimiento del campo se han perforado 93 pozos, de los cuales 55 se encuentran inactivos, 35 secos o abandonados y 3 producen actualmente (Noviembre 2001) con una tasa combinada de 247 BNPD; el Petróleo Original en Sitio es de 418 MMBN y las cifras oficiales indican que para Junio de 2001 los campos del área han producido un estimado de 10,1 MMBN con un factor de recobro del 2,0 %.

El Área Mayor de Socororo ha sido recientemente asignado a la Empresa Mixta PetroUCV lo que se traduce en la necesidad de acometer un estudio integrado de yacimientos que relacione diversas disciplinas a fin de identificar posibles zonas prospectivas para nuevos planes de desarrollo, establecer la procedencia del agua, gas y arenamiento que con frecuencia se produce en la zona e identificar posibles pozos candidatos a reactivación.

Los nuevos avances tecnológicos permiten junto con el criterio de ingeniería caracterizar de una manera más precisa los yacimientos, tanto para maximizar la producción como las ganancias; por esto el principal objetivo de este trabajo especial de grado es realizar un diagnóstico del estado actual del campo mediante la aplicación de técnicas de control y seguimiento de yacimientos en el Área Mayor de Socororo asignada a PetroUCV.

La información disponible en el Área mayor de Socororo se encontraba dispersa y escasamente en formato electrónico, lo cual dificultaba realizar actividades de supervisión y monitoreo del comportamiento de los yacimientos. Todo esto llevó a la necesidad de crear una base de datos electrónica, donde se pueda almacenar toda la información relevante disponible para que el proceso sea más eficiente y productivo, optimizando el trabajo de control y seguimiento de esa información.

Para cumplir con los objetivos de esta investigación el trabajo se dividió en tres etapas: la primera etapa en la que se desarrollaron los basamentos teóricos referentes tanto a la herramienta computarizada OilField Manager, como al Área Mayor de Socororo que incluyen el **Marco Teórico**, la **Descripción del Área**, **Problemas de Arena y Agua** y **Métodos de Levantamiento Artificial**.

En la segunda etapa se desarrolló la **Metodología** en la que se especifican las técnicas utilizadas tales como: Análisis del Comportamiento Histórico de Producción, Índice de Heterogeneidad, Mapas Normalizados, Origen de la Producción Excesiva de Agua Mediante la Elaboración de Gráficos Diagnósticos (Método de Chan<sup>2</sup>), Cálculo de Petróleo Original en Sitio y Reservas Remanentes.

Finalmente la tercera etapa donde se muestran los resultados incluidos en los Apéndices y la **Discusión de Resultados**, donde se logró diagnosticar la situación actual del Área Mayor de Socororo y se identificaron las zonas prospectivas de la misma, que posiblemente representen oportunidades para actividades de perforación y/o reparación de pozos, todo esto condujo a las **Conclusiones** y **Recomendaciones** de la investigación en las

que se plantean posibles oportunidades para mejorar la productividad de los pozos del campo.

Este trabajo genera un valor agregado para PetroUCV que es el principal beneficiario, ya que enriquece los estudios del área y presenta una buena opción que permite llevar a cabo el control y monitoreo en sus planes de explotación.

## 2. MARCO TEÓRICO

## CAPITULO II

### 2.1. OilField Manager (OFM).

Es una poderosa aplicación computarizada que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar y analizar datos de producción, petrofísicos y geológicos, lo que permite optimizar el drenaje de los yacimientos (petróleo y/o gas) a lo largo de su ciclo de vida de producción. OFM también ayuda a determinar anomalías que puedan referir posteriormente a una investigación más amplia respecto al comportamiento del pozo a fin de establecer sus causas. Este sistema integrado posee poderosos componentes los cuales son utilizados para: automatizar tareas, compartir datos y reportar información vital. En la Figura N° 2.1 se muestra la versión utilizada en el desarrollo de este trabajo.



Figura N° 2. 1 Versión utilizada en el desarrollo de este trabajo

OFM permite trabajar con una amplia variedad de datos para identificar tendencias, anomalías, y poder así pronosticar la producción futura. Estos tipos de datos son los siguientes:

- Datos dependientes del tiempo (mensual, diaria y esporádica).
- Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).

- ❁ Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- ❁ Datos financieros (incluyendo ganancias y costos de las operaciones).

La nomenclatura utilizada para nombrar los pozos en el OilField Manager es la siguiente:

- ❁ Las cinco (5) primeras posiciones se coloca el código del campo geológico;
- ❁ Tres (3) posiciones indican el nemónico del campo, es importante señalar que este puede ser diferente para las diversas regiones del campo;
- ❁ Cuatro (4) posiciones corresponden al número secuencial del pozo en el campo;
- ❁ Un espacio en blanco intencional o para el carácter de reemplazo de los pozos viejos; y
- ❁ Dos (2) posiciones referentes al número del hueco.

Por ejemplo la nomenclatura usada para el pozo Cachicamo 01 (CAC 01) es 00102CAC0001 01.

### **2.1.1. Plantilla Nacional.**

Para la utilización de esta información se ha creado una plantilla nacional, que no es más que la unificación de criterios de forma de poder llamar a las diversas tablas y variables de OFM de una forma estándar. Las tablas son identificadas por un nombre y en OFM se nombran de la siguiente forma: TABLA.CAMPO.

La información almacenada en estas tablas, contienen datos básicos de los pozos, de Petrofísica, análisis PVT, desviación, producción mensual y pruebas, presión, información general de los yacimientos, cambios de estado, inyección de fluidos, patrones, comentarios de producción y trabajos realizados a los pozos. A continuación se presentan las tablas que se crearon, las cuales son:

- ✿ **Maestra:** Contiene información básica asociada al pozo tales como: coordenadas, elevación de la mesa, profundidad total.
  
- ✿ **Sort:** Esta es una tabla de uso especial la cual contiene la información de los elementos a través de los cuales es posible realizar selección de pozos y agruparlos antes de realizar el análisis de su comportamiento: yacimiento, segregación, bloque, parcela, estación de flujo, categoría, estado, proyecto, campo, etc. Luego que la selección ha sido completada, se trabaja solo con esos pozos.
  
- ✿ **Eventos:** Contiene la información sobre los comentarios de los eventos de producción y trabajos de reacondicionamiento y/o reparaciones realizados al pozo.
  
- ✿ **Zinyagua:** Contiene toda la información histórica de los pozos inyectoros de agua, volumen de inyección, días, presión de inyección.
  
- ✿ **Zinygas:** Contiene toda la información histórica de los pozos inyectoros de gas, volumen de inyección, días, presión de inyección.
  
- ✿ **Zinyvapor:** Contiene la información de los volúmenes de vapor inyectado a los pozos, días y presión de inyección.

- ❁ **Zinyvapor2:** Contiene información adicional de los ciclos de inyección, calidad de vapor, temperatura, fecha de inicio y fin del ciclo, petróleo extra.
- ❁ **Zinyaditivo:** Contiene la información histórica de los aditivos inyectados a los pozos, tipo de aditivo, volumen y petróleo extra.
- ❁ **Desviación :** Contiene la información de los registros de desviación de los pozos. Profundidad (MD), Xdelta, Ydelta, profundidad vertical (TVD).
- ❁ **Zpetrofisica:** Contiene datos petrofísicos a nivel de unidades estratigráficas asociados a los pozos. Porosidad, permeabilidad, arena neta petrolífera, arena neta explotable, arena total, saturación de agua inicial, etc. Más adelante se explica al detalle toda la información referente a esta tabla.
- ❁ **Zpresion:** Contiene información histórica de los valores de presión al datum tomadas a los pozos.
- ❁ **Zpvt :** contiene la información de los análisis PVT asociados a las diferentes regiones, yacimientos. Estos datos incluyen valores de Presión, Factor volumétrico del petróleo (BY/BN) “Bo”, Factor volumétrico del gas (PCY/PCN) “Bg”, Factor volumétrico del agua (BY/BN) “Bw”, Viscosidad del petróleo (Cp) “Vo”, Viscosidad del gas (Cp) “Vg”, Viscosidad del agua (Cp) “Vw”, Relación gas petróleo en solución (PCN/BN) “Rs”, Solubilidad del gas en el agua (PCN/BN) “Rsw”, Factor de compresibilidad del gas (Adimensional) “Z”, Coeficiente de compresibilidad del petróleo (1/lpc) “Co”, Coeficiente de compresibilidad

del gas (1/lpc) “Cg”, Coeficiente de compresibilidad del agua (1/lpc) “Cw”.

- ❁ **Zyacimiento** : contiene la información oficial asociada a los yacimientos, Poes, porosidad, arena neta, saturación de agua y petróleo, presión inicial, temperatura inicial, permeabilidad, declinación, reservas totales, reservas remanentes, factor de recobro, factor de recobro secundario, nivel del datum. Los datos petrofísicos aquí almacenados se diferencian de los incluidos en la tabla Zpetrofísica, por que han sido evaluados a nivel de todo el yacimiento.
- ❁ **Zpatron** : contiene información similar a la tabla Zyacimiento pero asociadas a los patrones de inyección.
- ❁ **Pruebas** : contiene los datos históricos de las pruebas y muestras de producción realizadas a los pozos. Duración, condición, diluyente inyectado, gas de formación, gas total, gas lift, producción bruta, petróleo neto, RGP, potencial, presión del cabezal, presión de la línea, presión del revestidor, temperatura del cabezal, diámetro de la placa de orificio, gravedad API, %AyS calculado, %AyS de laboratorio, cantidad de arena de la muestra.
- ❁ **Reductor** : contiene toda la información de los diferentes cambios de reductor realizados a los pozos.
- ❁ **Zprod** : contiene la información de todos los cierres mensuales de producción. Días de producción, petróleo mensual, gas mensual, agua mensual, acumulados de petróleo agua y gas oficiales.

- ❁ **Zestado** : contiene todos los cambios de estado mensual con el cual se efectúo el cierre de producción ( el último estado del mes). Los elementos son estado, subestado y categoría.
  
- ❁ **Zinygaslift** : contiene la información mensual de la cantidad de gas para levantamiento artificial inyectado a los pozos. Días de inyección, volumen inyectado.
  
- ❁ **Estado** : contiene la información histórica completa de los cambios de estado efectuados a los pozos ( la diferencia con la tabla Zestado es que en esta se incluyen los cambios ocurridos intermedios en el mes y no solo el último). Los campos que incluye son estado, subestado, categoría, función del pozo y método de producción.

Oilfield Manager permite crear una serie de variables calculadas, las cuales son un conjunto de operaciones o asignaciones sobre los datos de entrada o sobre otras variables calculadas creadas previamente. La nomenclatura utilizada por estas es la siguiente: PREFIJO.VARIABLE, donde se recomienda que el prefijo indique el tipo de dato al que se quiere dar referencia como por ejemplo Petróleo, Agua y Gas.

#### 2.1.1.1. Tabla Zpetrofísica.

La tabla está definida de tipo mensual de forma de incluir, si es necesario, todas las unidades que componen el yacimiento a nivel de detalle; es decir, la fecha no tiene sentido físico, solo es adicionada como un artificio para fácil manipulación, debe tener valores diferentes para cada unidad dentro de un mismo pozo. La tabla está definida de la siguiente forma:

- ✿ Pozo: nombre del pozo ( tal como se llama en la aplicación incluye completación)
- ✿ Fecha: esta fecha debe ser colocada para indicar una secuencia entre los lentes.
- ✿ Yacimiento: código o nombre del yacimiento que atraviesa el pozo y que está asociado a la unidad que se le cargaran los datos.
- ✿ Unidad: nombre de la unidad a la cual se le realizó el análisis petrofísico.
- ✿ Tope: profundidad del tope de la unidad.
- ✿ Base: profundidad de la base de la unidad.
- ✿ Arena\_Total: espesor de la arena neta total.
- ✿ Vsh: fracción de arcillosidad de la roca.
- ✿ Porosidad: fracción que representa el volumen poroso de la roca.
- ✿ SW: fracción que representa la saturación de agua en la roca.
- ✿ Permeabilidad: factor que determina la capacidad de movimiento del fluido en la roca.
- ✿ Arena\_Neta\_Pet: espesor de la arena neta petrolífera.
- ✿ Arena\_Neta\_Exp: espesor de la arena neta explotable.

En la Figura N° 2.2 se muestra como se presenta la tabla Zpetrofísica en el OilField Manager.

	FECHA	YACIMIENTO	UNIDAD	TOPE	BASE	ANT	VSH ANT	POR ANT	SW ANT	PERM ANT	ANP
30	19970630	OFICINA	R2	4000.55005	4076.67993	5.00000	0.47000	0.18200	0.30600	0.00000	5.00000
31	19970731	OFICINA	R3	4076.67993	4109.77979	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
32	19970831	OFICINA	R4-SUP	4109.77979	4154.39014	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
33	19970930	OFICINA	R4-INF	4154.39014	4182.85986	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
34	19971031	OFICINA	S1	4182.85986	4209.75000	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
35	19971130	OFICINA	S2	4209.75000	4239.64990	25.50000	0.19400	0.34900	0.18800	0.00000	25.00000
36	19971231	OFICINA	S3	4239.64990	4285.68018	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
37	19980131	OFICINA	S4	4285.68018	4314.74023	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
38	19980228	OFICINA	S5	4314.74023	4334.12012	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
39	19980331	OFICINA	T-SUP	4334.12012	4359.02979	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
40	19980430	OFICINA	T-MED	4359.02979	4392.25000	8.00000	0.38600	0.13300	0.40900	0.00000	5.00000
41	19980531	OFICINA	T-INF	4392.25000	4413.00977	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
42	19980630	OFICINA	U1-SUP	4413.00977	4451.77002	9.00000	0.39400	0.14300	0.50200	0.00000	4.00000
43	19980731	OFICINA	U1-MED	4451.77002	4473.91016	18.75000	0.17800	0.26500	0.26500	0.00000	18.75000
44	19980831	OFICINA	U1-INF	4473.91016	4484.58008	20.50000	0.07000	0.27900	0.29300	0.00000	20.50000
45	19980930	MERECURE	U2-SUP	4484.58008	4607.77979	0.00000	50.25000	0.38900	0.23900	0.36300	0.00000
46	19981031	MERECURE	U3	4607.77979	4646.52979	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
47	19981130	MERECURE	U4	4646.52979	4696.95996	45.50000	0.24300	0.22700	0.93400	0.00000	0.00000
48	19981231	MERECURE	U5-SUP	4696.95996	4787.06006	40.75000	0.29400	0.23200	1.00000	0.00000	0.00000
49	19990131	MERECURE	U6	4787.06006	4846.87012	49.25000	0.31700	0.24400	1.00000	0.00000	0.00000
50	19990228	MERECURE	U7	4846.87012	5040.00000	100.75000	0.30600	0.18300	0.99500	0.00000	0.00000
51	19990331	OFICINA-CM	F3-CM	2575.00000	2626.00000	11.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	11.00000
52	19990430	OFICINA-CM	I3-CM	3025.00000	3040.00000	3.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	3.00000
53	19990531	OFICINA-CM	J1-CM	3112.00000	3164.00000	14.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	14.00000
54	19990630	OFICINA-CM	J3U-CM	3206.00000	3226.00000	3.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	3.00000
55	19990731	OFICINA-CM	J3M-CM	3226.00000	3245.00000	6.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	6.00000
56	19990831	OFICINA-CM	J3L-CM	3245.00000	3260.00000	7.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	7.00000
57	19990930	OFICINA-CM	M2-CM	3542.00000	3603.00000	17.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	17.00000
58	19991031	*	N2-CM	3681.00000	3758.00000	17.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
59	19991130	*	R0U-CM	3907.00000	3960.00000	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
60	19991231	OFICINA-CM	R2M-CM	4044.00000	4060.00000	3.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	3.00000
61	20000131	*	R2L-CM	4060.00000	4083.00000	0.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	0.00000
62	20000229	OFICINA-CM	S2-CM	4209.00000	4241.00000	25.00000	0.00000	99999.00000	0.00000	0.00000	25.00000

Figura N° 2. 2 Vista de la tabla Zpetrofísica en el OilField Manager

### 2.1.2. Mapa Base.

El Mapa Base es la ventana principal de cada proyecto; y a través de ella se accede a las principales funciones que ofrece OFM; algunas de las operaciones que se pueden realizar desde la ventana activa Mapa Base son las siguientes:

- ✿ Anexar o cambiar Asociaciones al Mapa.
- ✿ Ajustar el tamaño del Mapa.
- ✿ Calcular el Área y distancia entre Pozos.

- ✿ Adaptar y desplegar desviaciones de los pozos.
- ✿ Añadir anotaciones al Mapa como ríos, fallas, carreteras, etc.
- ✿ Mostrar el nombre de los Pozos
- ✿ Cambiar el tamaño, símbolo y color de los Pozos

En el Mapa Base se observa la simbología API utilizada para representar los tipos de pozos (Productor, Inyector, Seco, etc.), con la cual se puede especificar el símbolo, tamaño, color, etc. en el Mapa Base, a través de la ventana Well Symbols. También se pueden añadir al Mapa Base anotaciones como: ríos, fallas, vías, etc, las cuales no van a tener influencia en los cálculos o procesos que se generen. Por defecto el Oilfield Manager ajusta la escala del mapa de acuerdo a los límites establecidos o máximo y mínimo de la posición de los pozos.

Todas estas características se muestran a continuación en la Figura N° 2.3.

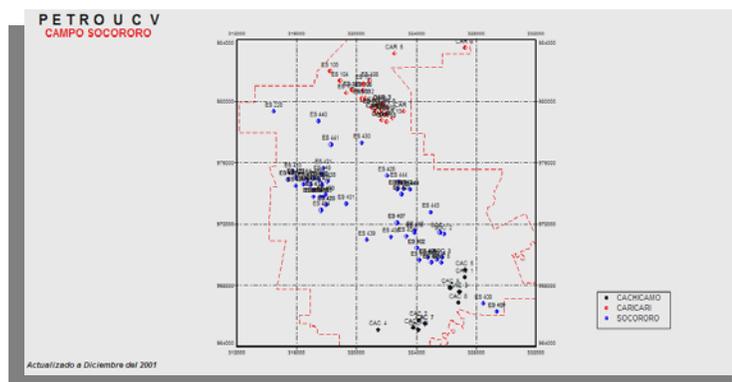


Figura N° 2.3 Mapa base del Área Mayor de Socororo



## 2.1.4. Gráficos.

### 2.1.4.1. Gráficos de Dispersión “Scatter Plots”.

Este tipo de gráficos son los utilizados para realizar análisis multipozo; ya que gran cantidad de datos pueden ser visualizados en uno o varios gráficos interconectados, también se utilizan para identificar comportamientos anómalos tanto en un pozo como en un grupo de ellos; se pueden seleccionar puntos en el gráfico para crear grupos y luego hacer seguimiento a los cambios durante la vida del proyecto.

Los gráficos de Dispersión ofrecen la posibilidad de ser animados para observar los cambios a través del tiempo; y también pueden ser sincronizados para mostrar la información de determinada fecha a través de la opción Select Date. Este tipo de gráficos utiliza datos de tablas como también variables calculadas. En la Figura N° 2.5 se observa un gráfico de Dispersión y la ubicación del “Scatter plots” en el OilField Manager

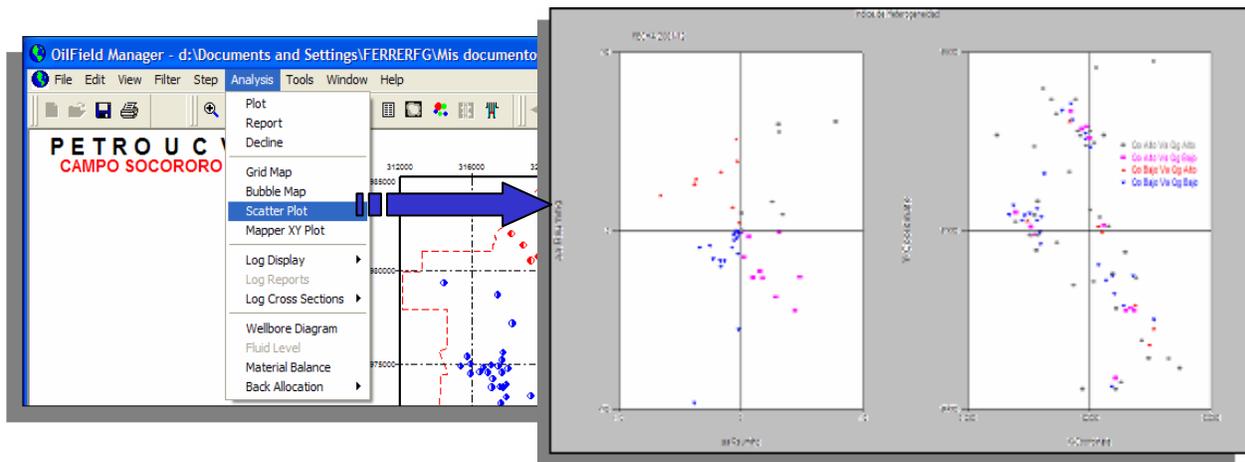


Figura N° 2.5 Ubicación y vista de un gráfico de dispersión en el OFM.

### 2.1.4.2. Mapa de Grilla o Celdas “Grid Maps”.

Este es un tipo de gráfico que asigna valores del atributo en estudio (respetando los datos que se tienen) en todos y cada uno de los puntos de la región que se está evaluando, tomando los datos que se tienen e interpolando o extrapolando basándose en tres métodos que son Kriging, Nearest Neighbor y Spline.

Los Grid Maps pueden ser utilizados para varios propósitos, tanto para graficar variables dependientes del tiempo como Producción de Petróleo, Corte de Agua; etc., que pueden ser animadas para ver las variaciones que ocurren a través del tiempo, como también variables independientes del mismo tales como es el caso de la porosidad, permeabilidad, arena neta petrolífera, etc. En la Figura N° 2.6 se observa un “Grid Map” y la ruta de acceso para la generación de estos gráficos.

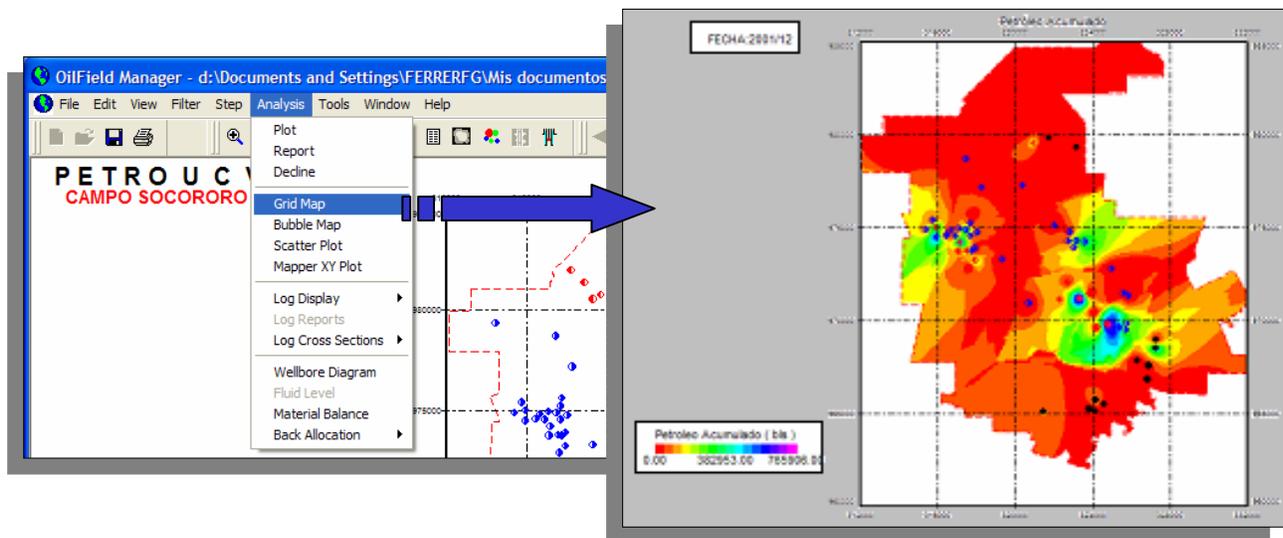


Figura N° 2.6 Mapa de grilla y ubicación en el OFM.

### 2.1.4.3. Mapas de Burbujas “Bubble Maps”.

Este gráfico basa su principio en generar burbujas que representan variables discontinuas acumulativas que dependen del tiempo como por ejemplo Petróleo Acumulado, Gas Acumulado, Agua Acumulada, Etc.

Los Mapas Dinámicos poseen la versatilidad de generar burbujas que varíen su tamaño o color según sean los requerimientos del usuario; esto se logra a través de la creación de variables calculadas a las cuales se les especifican funciones del sistema que obedezcan los requerimientos.

Estos gráficos son de gran utilidad, ya que se puede obtener una visión general del yacimiento con el paso del tiempo, como por ejemplo como avanza el frente de agua en un yacimiento. En la Figura N° 2.7 se muestra la ruta de acceso y un “Bubble Map”.

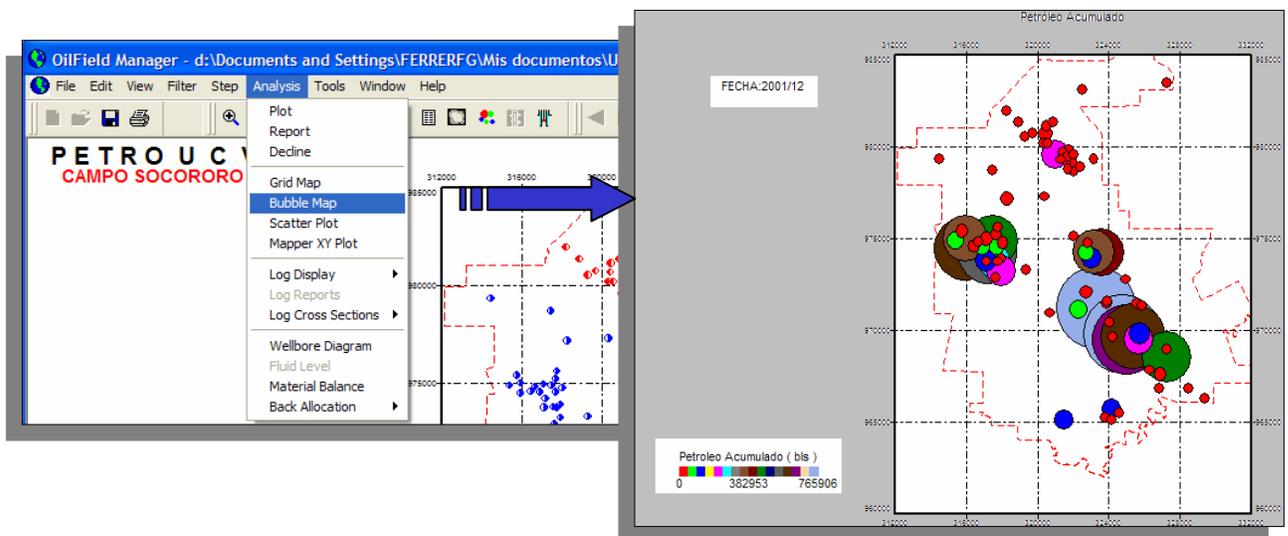


Figura N° 2.7 Mapa de burbuja y ruta de acceso en el OFM.

#### 2.1.4.4. Mapas de Gráficos XY “Mapper XY Plot”.

Es una herramienta del OilField Manager en el cual se despliega un gráfico XY sobre la ubicación de un pozo seleccionado. En este mapa se pueden Editar y personalizar los ejes, curvas, leyendas, escalas y más, dependiendo de las necesidades del usuario. En la Figura N° 2.8 se muestra un mapa de gráficos XY y la forma de acceder a este.

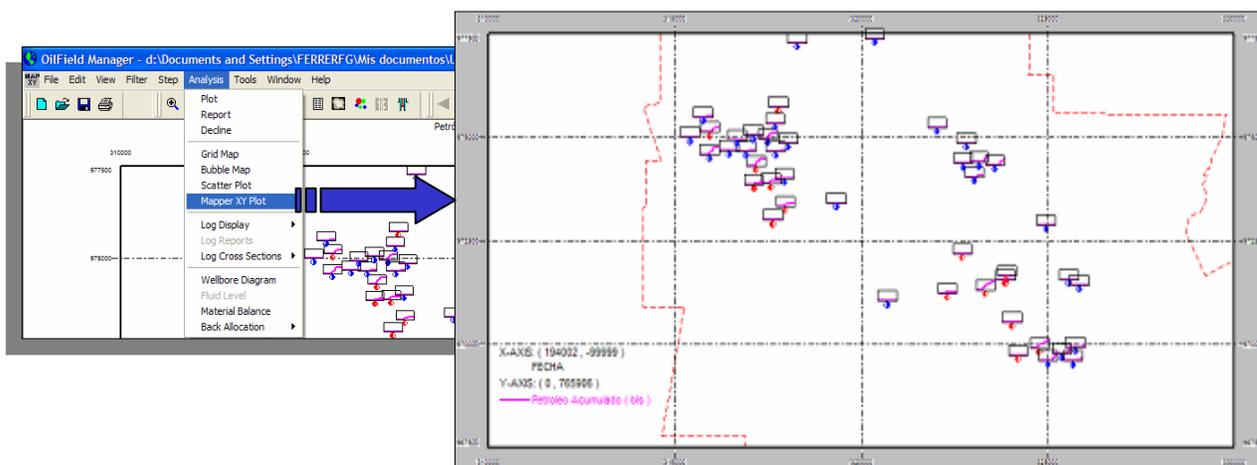


Figura N° 2.8 Mapa de gráficos XY y ruta de acceso

#### 2.1.4.5. Gráficos XY “Plots”.

Es una herramienta que provee la facilidad de representar gráficos XY de producción, cada gráfico de este tipo puede manejar un máximo de seis (6) ventanas con seis (6) variables en cada una de ellas y a su vez cada ventana maneja hasta dos ejes Y.

En estos gráficos también se presenta la posibilidad de situar leyendas, encabezados y anotaciones; siendo independientes los gráficos y es posible editar y personalizar cada curva, leyenda, ejes, escala, y más, dependiendo de las necesidades del usuario. Este formato puede ser salvado para luego ser nuevamente utilizado. En la Figura N° 2.9 se muestra la forma de acceder a los gráficos XY y como se presenta un gráfico de tres ventanas.

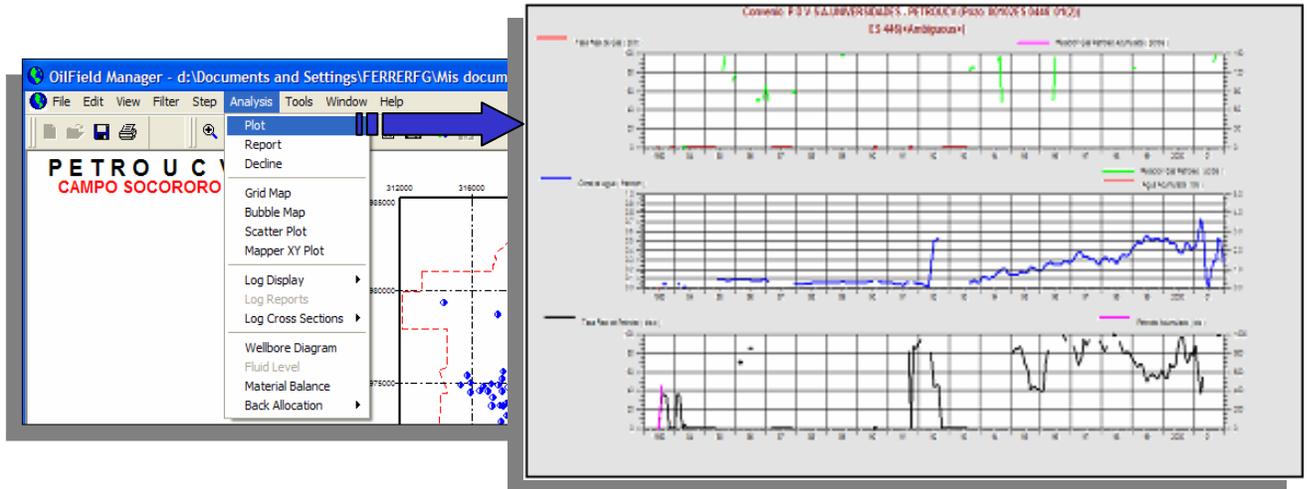


Figura N° 2.9 Acceso a los gráficos XY y presentación

2.1.5. Data Safe.

Es una herramienta del Oilfield Manager que almacena la información (datos) individual o en grupo de pozos, para posteriormente ser comparados en una sola gráfica (superposición de curvas) a través de los gráficos XY. La superposición de estas curvas permite identificar tendencias anómalas de producción en los pozos vecinos rápidamente. Para la creación de un gráfico de estas características se debe crear primero un archivo de seguridad, para luego ser usado para generar el gráfico, la creación de este archivo se muestra en la Figura N° 2.10.

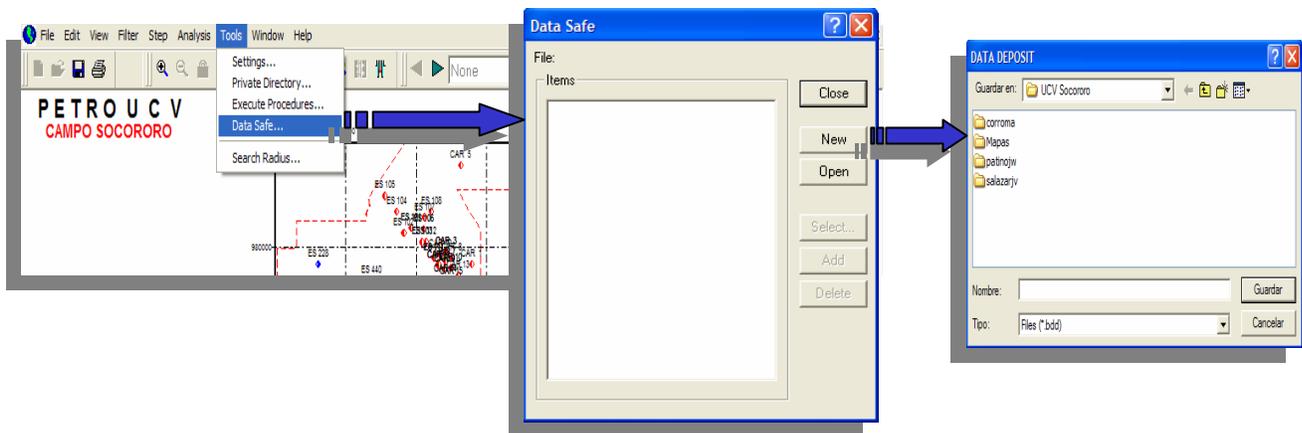


Figura N° 2.10 Ruta a seguir para la creación del archivo de Seguridad.

### **2.1.6. Reportes “Report”.**

Es una herramienta del Oilfield Manager que muestra la información de un elemento, grupo de elementos o un elemento dentro de un grupo visualizándolo según sea el requerimiento del usuario. Los informes pueden mostrar variables calculadas, datos de entrada directamente de una base de datos o cálculos definidos interactivamente.

### **2.1.7. Registro de Datos “Data Register”.**

Es un módulo que brinda el acceso a datos de pozos o agrupaciones de estos que no se encuentran en la memoria, por ejemplo se pueden comparar los datos de producción de un pozo (o la producción promedio) con los de otro pozo o grupo de pozos almacenados en la memoria. El “data register” contiene dos columnas de datos “X” y “Y”, que tienen como función básica almacenar pares de datos que dependen del tiempo, con un máximo de cuarenta (40) “registers” por proyecto. Se utiliza principalmente para: Almacenar valores acumulados de un campo o región para normalizar los datos y realizar cálculos en los que es necesario hacer interpolaciones o consulta entre varias tablas. Este módulo es muy usado cuando se necesitan guardar valores que han sido calculados, pero no se preservarían si se modifica la selección de pozos, por ejemplo para calcular valores promedio de producción de petróleo por pozo.

### **2.1.8. Análisis de las Curvas de Declinación “Decline Curve Analysis”.**

#### **2.1.8.1. Fundamentos Teóricos.**

En la industria petrolera este término envuelve una serie de factores que generan pérdida en la capacidad de producción de los fluidos en un yacimiento. Normalmente se habla de declinación de tasas de petróleo ( $Q_0$ ), sin embargo,

también se puede tomar en cuenta las declinaciones de los otros fluidos producidos, agua y gas ( $Q_w$  y  $Q_g$  respectivamente).

Cuando un yacimiento produce utilizando sus fuentes naturales de energía, la mayor tasa de producción que puede alcanzar (para un estrangulador dado) corresponde al inicio de la producción cuando el yacimiento se encuentra a la presión inicial ( $P_i$ ).

En la siguiente Ecuación se presenta la ecuación generalizada de Darcy<sup>3</sup> para flujo radial de petróleo en presencia de saturación connata de agua ( $S_{wc}$ ) en un medio homogéneo.

$$Q_o = \frac{K_{oh}(P_e - P_{wf})}{\mu_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \beta_o} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación N}^\circ 2.1$$

Donde:

$Q_o$  = Tasa de Petróleo

$K_o$  = Permeabilidad efectiva del petróleo.

$P_e$  = Presión estática del yacimiento.

Observando la Ecuación N° 2.1 y analizándola a condiciones originales, se nota que la  $P_e$  tiene un valor máximo igual a  $P_i$ , y la viscosidad  $\mu_o$  tiene un valor mínimo ya que el petróleo no ha perdido su gas en solución. Si se parte de la premisa que la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) se mantiene constante, la tasa de petróleo será influenciada a condiciones de yacimiento por el factor ( $K_o P_e / \mu_o$ ). En consecuencia, la máxima tasa de petróleo sucederá cuando:

$$P_e = P_i$$

$K_o = K_{o\text{máx}} @ S_{oi}$  ( $K_o$  depende de la saturación de petróleo ( $S_o$ ))

$\mu_o = \mu_{o\text{mín}} @ P_i$ , para  $P_i \leq P_b$  (a temperatura constante  $\mu_o$  depende del volumen de gas en solución que a su vez depende de la presión estática).

Cuando se produce el yacimiento a presiones menores a la presión de burbujeo ( $P_b$ ),  $P_e$  disminuye,  $K_o$  disminuye debido a la disminución de la saturación de petróleo y a la formación de una saturación de gas libre por liberarse gas en solución, y  $\mu_o$  aumenta al salir gas en solución. El efecto combinado de los tres parámetros (todos con tendencia a disminuir la  $Q_o$ ), resulta en una disminución de la tasa natural de producción de los pozos del yacimiento a medida que se produce.

Cuando en el yacimiento la  $P_i > P_b$  y se está produciendo entre  $P_i$  y  $P_b$ ,  $P_e$  disminuye,  $K_o$  se mantiene constante a medida que se produce, y  $\mu_o$  disminuye debido a la expansión del gas en solución en poca proporción comparado a la disminución de la  $P_e$ . El efecto combinado de los tres parámetros es de disminuir muy lentamente la tasa natural de petróleo a medida que se produce.

En la práctica la declinación de la tasa a nivel de yacimiento no tiene la misma aplicabilidad que a nivel de pozo, ya que los pozos no necesariamente se mantienen activos o en producción simultáneamente a través del tiempo. Por eso, el concepto de declinación de tasa aplica a nivel de yacimiento, cuando el número de pozos activos se mantiene constante y no se cambian o hacen mayores cambios en sus condiciones operacionales mecánicas. En algunos casos la declinación de tasas a nivel de yacimiento se analiza dividiendo el número de pozos activos en el mes por la tasa de ese mes, generando una tasa promedio por pozo activo, siendo tan útil este para el análisis de declinación de yacimiento como el de tasa individual por pozo productor.

Es muy útil la gráfica de  $Q_o$  versus tiempo para pozos que están produciendo sin cambios mayores en las condiciones operacionales de producción (como estranguladores, comunicación mecánica, etc.).

Cuando el yacimiento posee un agotamiento natural y la  $S_o$  no es afectada por la entrada de agua, el comportamiento de la tasa desde su valor máximo es de tipo exponencial con respecto al tiempo y se define como:

$$Q_o = Q_{oi} \left( \frac{1}{e^{Dt}} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación N}^\circ \text{ 2.2}$$

Donde:

$Q_o$  = Tasa de petróleo a cualquier tiempo  $t$ .

$Q_{oi}$  = Tasa inicial de producción de petróleo.

$t$  = Tiempo desde el inicio de producción.

$D$  = Factor de declinación.

Cuando se tiene la historia de producción de un pozo (o de un yacimiento) y esta se logra ajustar a una curva de este tipo, se dice que hay una declinación constante. Esta se identifica por poseer un factor de declinación constante y se define de la siguiente forma:

$$D = \frac{\frac{dQ_o}{dt}}{Q_o} \dots\dots\dots \text{Ecuación N}^\circ \text{ 2.3}$$

Donde:

$D$  = Factor de declinación.

$Q_o$  = Tasa de petróleo a cualquier tiempo  $t$ .

$$\frac{dQ_o}{Q_o} = \text{Diferencia de la tasa de petróleo con respecto al tiempo}$$

El procedimiento utilizado de ajuste de una curva a la historia de tasas versus tiempo es netamente empírico y todos los datos son tabulados y pueden ser usados para la extrapolación, desde el primer valor encontrado para obtener la última recuperación para un límite económico dado. Hay casos en la gráfica  $Q_o$  versus tiempo que tiene otro comportamiento, por esto se definen otros tipos de curvas de declinación.

La declinación Hiperbólica se define de la forma:

$$Q_o = Q_{oi} \left( \frac{1}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación N}^\circ 2.4$$

Donde:

$D_i$  = Tasa inicial de declinación

$b$  = Exponente de declinación (obtenido por ensayo y error)

$t$  = tiempo desde el inicio de producción

$Q_{oi}$  = Tasa inicial de producción de petróleo

$Q_o$  = Tasa de petróleo a cualquier tiempo  $t$ .

La declinación Armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica, cuando la constante “ $b$ ” es igual a 1 y se define de la siguiente forma:

$$Q_o = Q_{oi} \left( \frac{1}{1 + D_i t} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación N}^\circ 2.5$$

Donde:

$t$  = tiempo desde el inicio de producción

$Q_{oi}$  = Tasa inicial de producción de petróleo

$Q_o$  = Tasa de petróleo a cualquier tiempo  $t$ .

$D_i$  = Tasa inicial de declinación

La diferencia más relevante en el análisis de las curvas de declinación de producción es la dependencia en el mecanismo de producción predominante del yacimiento. Normalmente la curva de declinación Exponencial es la más utilizada, ya que los yacimientos en estudio son subsaturados cuyo mecanismo de producción predominante es la expansión de los fluidos y también es aplicable cuando se tienen yacimientos saturados cuyo mecanismo de producción es empuje de gas en solución, donde las propiedades  $K_o$  y  $\mu_o$  son variables y cuando ningún modelo simple puede derivarse.

La declinación hiperbólica es aplicable cuando el mecanismo de producción predominante en un yacimiento es drenaje por gravedad. “La declinación armónica es aplicable cuando se produce petróleo de muy alta viscosidad con irrupción prematura del frente de agua y una razón de movilidad desfavorable”<sup>6</sup>

Cuando se ajusta alguna curva (declinación exponencial, hiperbólica o armónica) al gráfico  $Q_o$  versus  $t$  y luego se extrapola al futuro en forma gráfica o analítica, se debe tener mucho cuidado ya que la relación  $Q_o$  versus  $t$  no es determinante, lo que quiere decir que se debe suponer que todo en cuanto a la estrategia de explotación, fluidos producidos, movilidades, etc, se seguirá aplicando de la misma forma en el periodo de pronóstico.

A nivel de pozo, el pronóstico dependerá de lo que ocurra a  $P_e$  en el radio de drenaje del pozo, a  $P_{wf}$  en el pozo específico y a  $S_o$  en la vecindad de ese pozo. Un punto importante a tomar en cuenta en el pronóstico a nivel de pozo es la estrategia general del yacimiento, ya que como los pozos se encuentran en posiciones estructurales diferentes, aquellos que se encuentren cerca de los contactos (agua o gas) se cerraran cuando lleguen a valores establecidos en la estrategia. En cambio si la capa de gas o agua no alcanzan ninguno de los pozos en el período del pronóstico y no se alteran los parámetros de producción que han venido ocurriendo en el período histórico (distribución de presiones, tasa de cambio de las saturaciones, comportamiento de la  $P_{wf}$ , tasa de segregación de gas libre, etc.) se podrá tomar sin ningún problema la tasa de declinación promedio calculada por pozo y extrapolarla en el período del pronóstico para determinar un primer estimado de las reservas remanentes.

#### **2.1.8.2. Análisis de Curvas de Declinación “Decline Curve Analysis” (DCA).**

La aplicación OilField Manager proporciona la herramienta DCA de análisis de curvas de declinación, la cual permite analizar, predecir y planificar el rendimiento de un pozo o grupo de pozos. La predicción de la declinación es el resultado de aplicar técnicas de ajuste de curvas sobre los datos de producción histórica de una completación o grupo de pozos. La herramienta DCA utiliza los tres tipos de ecuaciones en la creación de una curva de declinación, las cuales son: Exponencial (donde  $b = 0$ ), Hiperbólica (donde  $0 < b < 1$ ) y armónica (donde  $b = 1$ ).

En un ambiente de trabajo DCA, se puede guardar el trabajo realizado dentro del proyecto como un caso, lo cual permite recurrir a los análisis almacenados en gráficos, informes o en un escenario DCA.

Con la herramienta DCA se pueden generar los siguientes gráficos:

- ✿ Log. Tasa vs Tiempo.
- ✿ Tasa vs Acumulado.
- ✿ Log. Tasa vs Acumulado.
- ✿ p/z vs Acumulado.
- ✿ Análisis de curvas tipo de Fetkovich.

El análisis de curvas tipo de Fetkovich es una técnica en la cual se trata de igualar la historia de producción del pozo con las curvas tipo de Fetkovich para los tiempos temprano y tardío.

Además, permite efectuar el pronóstico de producción para las siguientes variables:

- ✿ Petróleo.
- ✿ RAP.
- ✿ Gas.
- ✿ Corte de agua.
- ✿ Agua.
- ✿ Corte de petróleo.
- ✿ RGP.

### 2.1.9. Diagramas de Pozos “Wellbore Diagrams”.

Es una herramienta del OilField Manager que permite crear y almacenar diagramas de completación de pozos, los que se representan en forma gráfica con todos los elementos relacionados del mismo. El pozo por lo general posterior a la completación inicial, requiere de reparaciones y procesos para mejorar su productividad durante su vida útil. Para facilitar esta tarea el OilField Manager tiene la ventaja de almacenar para un mismo pozo más de un diagrama, ordenados por la fecha de realización y así observar todas las variaciones (reparaciones, recompletaciones, etc) a lo largo de la historia de producción. En estos diagramas se puede encontrar información sobre: revestidores, empaaduras, tapones de cemento, empaques con grava, completaciones, tubing, equipos para hueco abierto entre otros.

Entre las opciones disponibles para modificar la información de un diagrama de pozo con esta herramienta se tiene: Modificar equipos del pozo, cambiar los colores de los equipos, copiar un diagrama de pozo existente a un nuevo pozo, insertar un bloque de información de un pozo, modificar los bloques de texto de un diagrama de pozo, guardar la configuración, entre otros. En la Figura N° 2.11 se muestra la forma de acceder a los diagramas de pozos en el OilField Manager y como se observa el diagrama de un pozo.

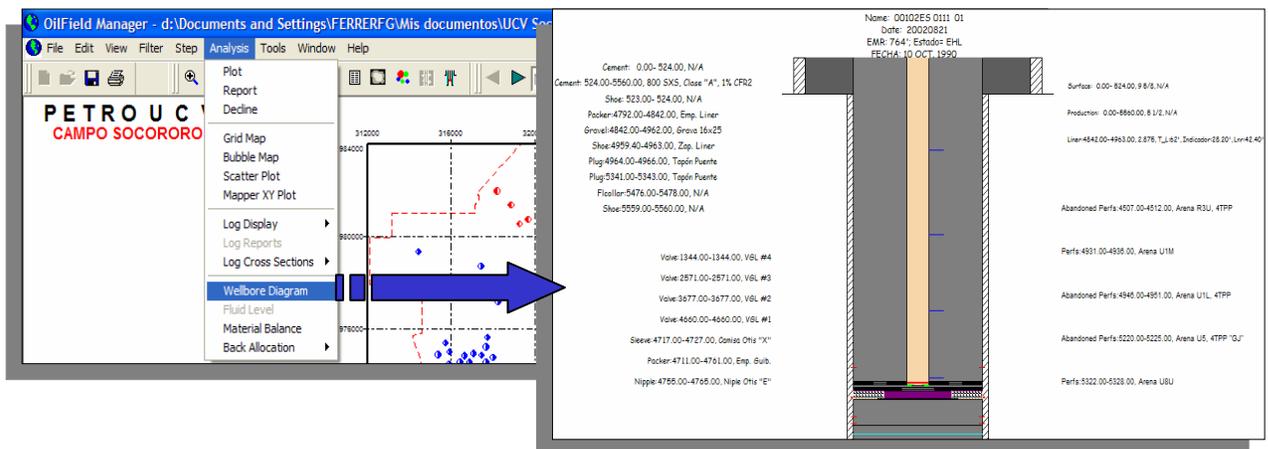


Figura N° 2.11 Ruta de acceso a los diagramas de pozos y vista de un diagrama

## 2.2. Aplicaciones Ejecutadas con el Programa OilField Manager.

### 2.2.1. Índice de Heterogeneidad

Este es un procedimiento que tiene como objetivo estudiar el comportamiento de ciertas variables y clasificar los pozos a través de su analogía con el comportamiento de otros pozos que ya han sido analizados. La función está definida como la relación entre un valor dado de una población y el valor promedio de dicha población menos la unidad. En forma analítica puede ser definida mediante la siguiente ecuación:

$$IH = \frac{V}{V_p} - 1 \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación N}^\circ \text{ 2.6}$$

donde:

$V$  : es un valor cualquiera de una propiedad dada y

$V_p$  : es el valor promedio aritmético de esa propiedad para toda la población

Este índice resulta muy útil para establecer la posición relativa de un valor dado en comparación al valor promedio de esa variable y saber si se encuentra por encima o por debajo del mismo. Así por ejemplo es posible, luego de calcular el valor promedio mensual de la producción de petróleo, agua y gas, comparar la producción de estos fluidos de un pozo en particular y determinar si el mismo se encuentra por encima o por debajo del promedio. En otras palabras, definir si es un buen o un mal productor en comparación con el resto de los pozos del área bajo estudio.

El valor mínimo de esta función es  $-1$  cuando la producción del pozo evaluado sea 0 (sin producción). El valor máximo es un número positivo que va a depender de cuantas veces el valor puntual de las variables es mayor que el valor promedio. Así un pozo con una tasa de petróleo de 2500 bnpd en un mes

donde la producción promedio fue 500 bnepd, generará un índice de heterogeneidad de 4 para ese mes.

Utilizando una aplicación computarizada como OilField Manager (OFM) es posible construir un gráfico en coordenadas cartesianas en donde se grafiquen los índices de heterogeneidad acumulados del petróleo (eje de las X) contra el índice de heterogeneidad del agua o del gas (eje de las Y).

Estos ejes de coordenadas dan como resultado cuatro cuadrantes hacia donde los puntos se mueven. Cada punto representa el comportamiento de un pozo, el cual puede ser trazado en toda su trayectoria si así se desea. Cada cuadrante representa el lugar geométrico de un cierto tipo de pozos, dependiendo de las variables que hayan sido seleccionadas. Por ejemplo, en el caso de graficar el índice de heterogeneidad de petróleo y agua, el cuadrante No I, alojará los pozos con mayor tasa de petróleo y menor tasa de agua, es decir los mejores pozos del yacimiento, el cuadrante No. II alojará pozos con tasas de petróleo mayores al promedio, pero con altas tasas de agua, los cuadrantes No. III y IV alojarán pozos con baja producción de petróleo, sólo que el primero también producirá más agua por el contrario que el promedio, en tanto que el segundo estará bajo ese promedio. Todo esto se observa en la figura N° 2.12.

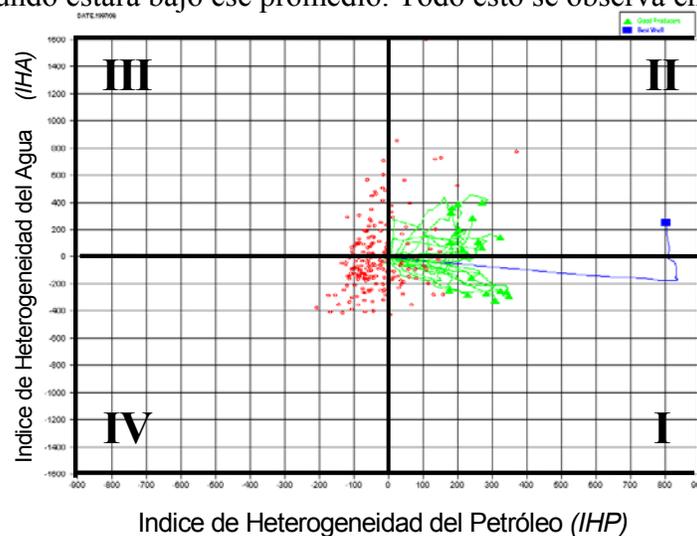


Figura N° 2.12 Índice de Heterogeneidad

Dadas las características muy particulares de cada cuadrante, es posible relacionar los pozos que allí se alojan con ciertas características del modelo geológico, aunque esa vinculación no tiene ninguna garantía de validez. Por ejemplo, los pozos del cuadrante No. I, posiblemente se encuentren ubicados en la zona del yacimiento con la mejor calidad de roca reservorio, es decir, con mejor permeabilidad, porosidad o espesor de arena. En cambio, los del segundo cuadrante tal vez están respondiendo al efecto de algún proyecto de inyección de agua o a la presencia de un acuífero cercano activo, con buena eficiencia de desplazamiento, dado que existe una alta producción de petróleo. En contraposición, los pozos del tercer cuadrante no muestran esa eficiencia, lo cual probablemente indica la existencia a una alta razón de movilidad y por ende una baja eficiencia de barrido, o quizás producto de fuentes externas a la completación actual, es decir a comunicación hidráulica con zonas vecinas vía mala cementación, conificación o canalización del agua. Por último, el cuadrante IV aloja generalmente a los pozos menos productivos del yacimiento, probablemente por pobre calidad de la roca reservorio o por daño de formación.

Para ayudar en este proceso, es recomendable identificar los pozos de cada cuadrante con un color y un símbolo que permita identificarlos de los demás cuadrantes y crear un mapa base con la posición de dichos pozos, a fin de relacionar el fenómeno que gobierna el comportamiento de estos pozos con su ubicación geográfica.

Es lógico suponer que cuando los pozos pertenecientes a algún cuadrante se encuentran agrupados en una región del yacimiento, es porque existe una razón de caracterización de éste que resulta común para todos los pozos. Si por el contrario se observa dispersión en la ubicación geográfica, muy probablemente la causa del problema está relacionada a razones de tipo mecánico o de daño a la formación de esos pozos en particular. En la figura N° 2.13 se observa la distribución areal de los pozos.

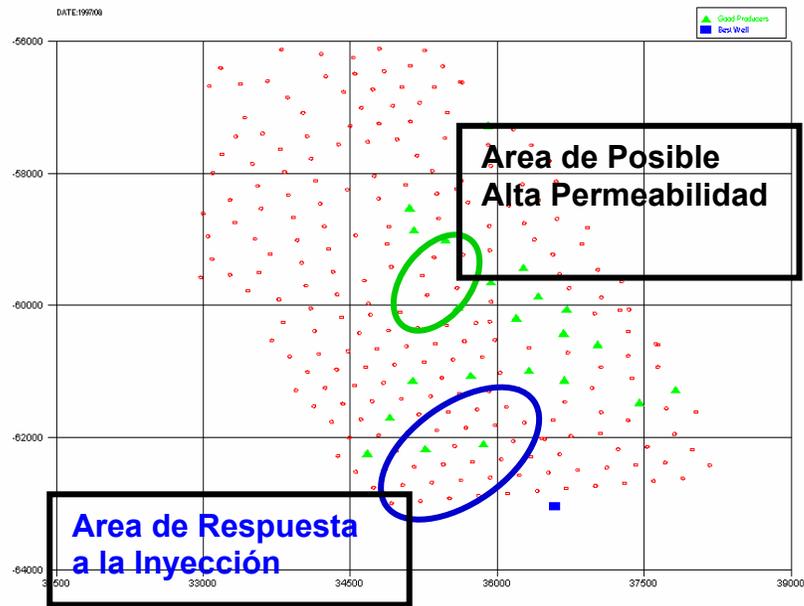


Figura 2.13 Distribución areal de los pozos.

Para garantizar que la interpretación de la técnica sea la correcta, es importante reconocer que los valores que se grafican son acumulados, con lo cual se obtiene estabilidad al desplazamiento de los puntos, sin embargo puede conducir a interpretaciones erróneas si no se maneja con cuidado. Lo más recomendable es trazar la trayectoria de los pozos de interés y establecer la tendencia de la misma. Resulta más importante establecer en un momento dado hacia donde se dirige esta trayectoria, que el cuadrante en donde el pozo se encuentra actualmente. Esto es debido a que la función es acumulativa, con mucha frecuencia algunos pozos acumulan muchos “puntos positivos” durante cierto período de su historia, y de repente por problemas mecánicos su comportamiento se revierte y el valor acumulado empieza a descender dado que los valores del índice de heterogeneidad a partir de ese momento son “negativos”.

Esta característica convierte a esta técnica en una herramienta valiosa para detectar pozos candidatos para reparación, limpieza o estimulación. En la

Figura N° 2.14 se observan los cambios de tendencia en el índice de heterogeneidad.

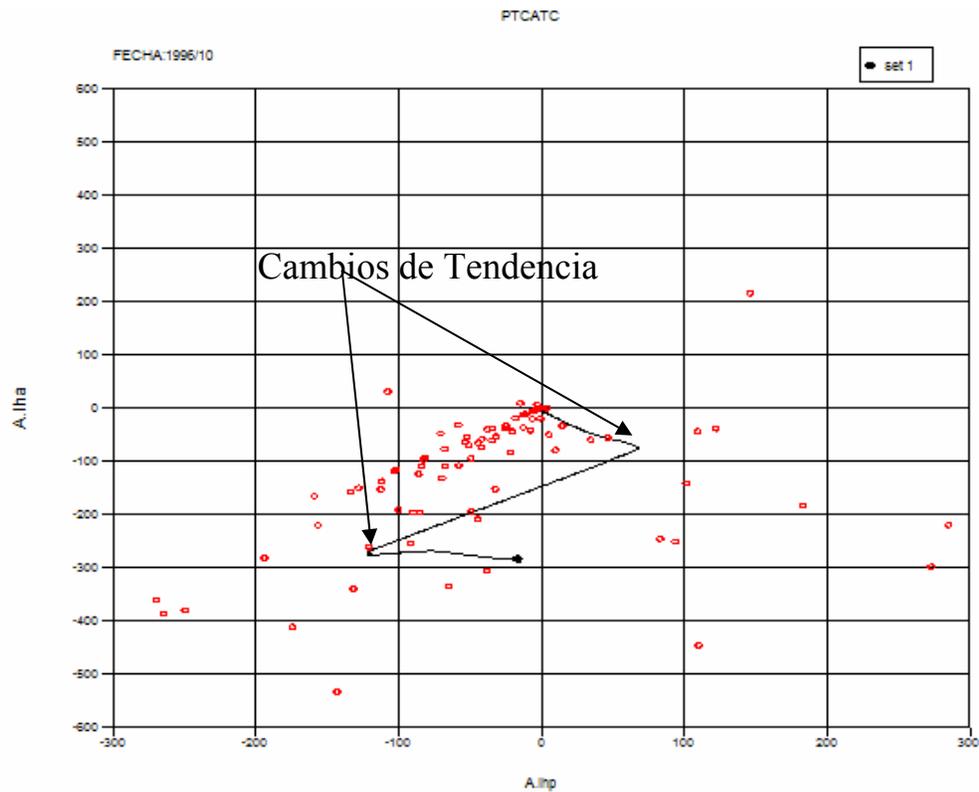


Figura N° 2.14 Cambios de tendencia en el Índice de Heterogeneidad.

### 2.2.2. Origen de la Producción Excesiva de Agua Mediante la Elaboración de Gráficos de Diagnósticos (Método de Chan<sup>2</sup>)

Este es un proceso que tiene como propósito realizar de una manera rápida diagnósticos del origen de la producción de agua perjudicial en los pozos, cuya producción excesiva se puede reducir si se logra identificar su procedencia. Como se sabe el origen de esta agua puede estar dado por ciertas condiciones intrínsecas del yacimiento o por problemas existentes en las cercanías del pozo. Por lo general, el flujo proveniente de las cercanías del pozo es la causa más crítica pero sin embargo por el hecho de estar relacionado con la completación del pozo no deja de ser una de las causas con más oportunidades de tratamiento.

Este es un proceso de suma importancia, ya que en algunos casos se han realizado interpretaciones erróneas, como por ejemplo diagnosticar la elevación del contacto agua-petróleo, lo que puede conducir a abandonar prematuramente un yacimiento; es por ello que esta metodología puede ser utilizada para realizar un rápido diagnóstico y evaluación de los mecanismos de producción existentes en el yacimiento. Para esto K.S. Chan<sup>2</sup> en el año 1995 basándose en la construcción de gráficos que incluyen la producción histórica por períodos completos de flujo de agua, gas y petróleo; la Relación Agua Petróleo (RAP) y su derivada (RAP'); la producción acumulada de petróleo o su eficiencia de recobro y las declinaciones de la tasa de agua y gas integra todos estos gráficos que proporcionan una figura compuesta del comportamiento de producción y además el potencial de producción remanente en el pozo.

Un conjunto de gráficos diagnóstico fueron generados por K.S. Chan<sup>2</sup> para conducir a una serie de estudios de simulación numérica y sistemática del control de agua, utilizando para ello un simulador de petróleo negro. Este simulador tridimensional y trifásico es capaz de modelar el comportamiento de flujo del yacimiento, los diferentes mecanismos de producción y esquemas de flujo de agua.

Los gráficos Log-Log de la derivada (RAP') pueden ser muy efectivos a la hora de identificar tendencias de producción, problemas mecánicos y para diferenciar los diversos orígenes de la producción de agua como lo son: conificación, comunicación mecánica y canalización o adedamiento. Generalmente los gráficos de corte de agua pueden ser utilizados para visualizar el avance de los problemas de excesiva producción de agua, sin embargo esto tiene sus limitaciones, ya que no es práctico desde el punto de vista de distribuciones de saturación del yacimiento, ya que estas cambian con el tiempo.

A continuación se muestran las respuestas simuladas de los casos tomados en cuenta para este proceso:

### 2.2.2.1. Conificación:

La conificación de agua ocurre cuando el pozo es completado cerca del contacto agua-petróleo y la formación posee suficiente permeabilidad vertical que sea capaz de lograr que el agua migre hacia las perforaciones por efecto de un diferencial de presión alrededor de este. En la Figura N° 2.15 se observa una conificación donde la gráfica muestra el logaritmo de la relación agua petróleo (RAP) y el logaritmo de la derivada (RAP'), donde la RAP' disminuye con el logaritmo del tiempo.

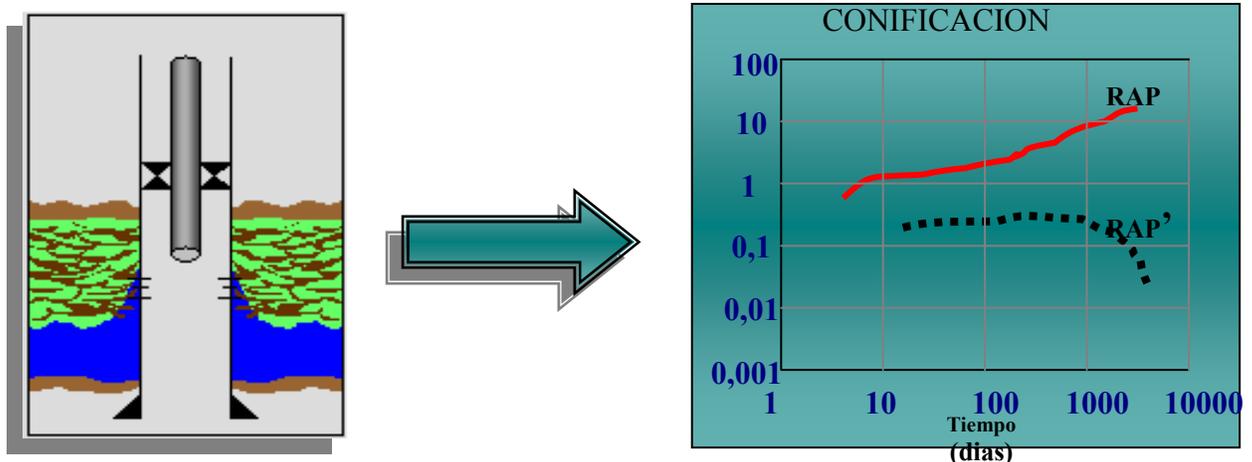


Figura N° 2.15 Conificación y su gráfica

### 2.2.2.2. Comunicación Mecánica:

La comunicación mecánica es causada por condiciones pobres del cemento generalmente por detrás del revestidor. Existen registros (Cement Bond o Ultrasonic pulse-echo) que son capaces de detectar los canales que se forman a través del cemento detrás del revestimiento. Un tratamiento usado para eliminar este problema es la cementación forzada, para esto es necesario la localización del canal en el cemento.

En la Figura N° 2.16 se muestra la comunicación mecánica y su gráfica, donde tanto la (RAP) como su derivada (RAP') aumentan abruptamente con respecto al tiempo.

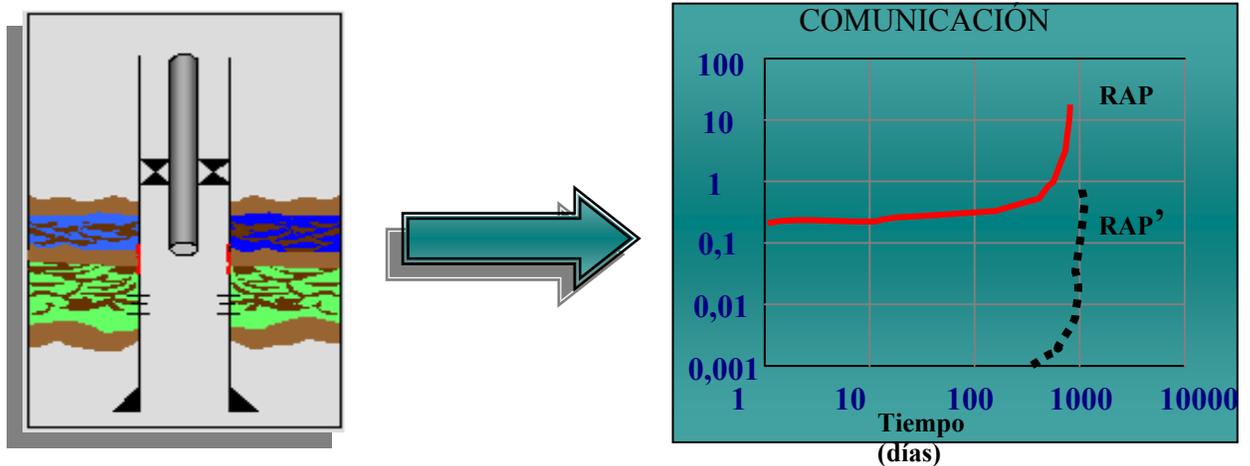


Figura N° 2. 16 Comunicación Mecánica y su gráfica

### 2.2.2.3. Canalización o Adedamiento:

La canalización es una consecuencia del flujo preferencial del agua a través de capas de mayor permeabilidad. Puede ser localizado por medio de perfiles de producción. En la Figura N° 2.17 se observa una canalización, donde ambas curvas aumentan, pero la RAP' en su parte final tiende a disminuir su pendiente.

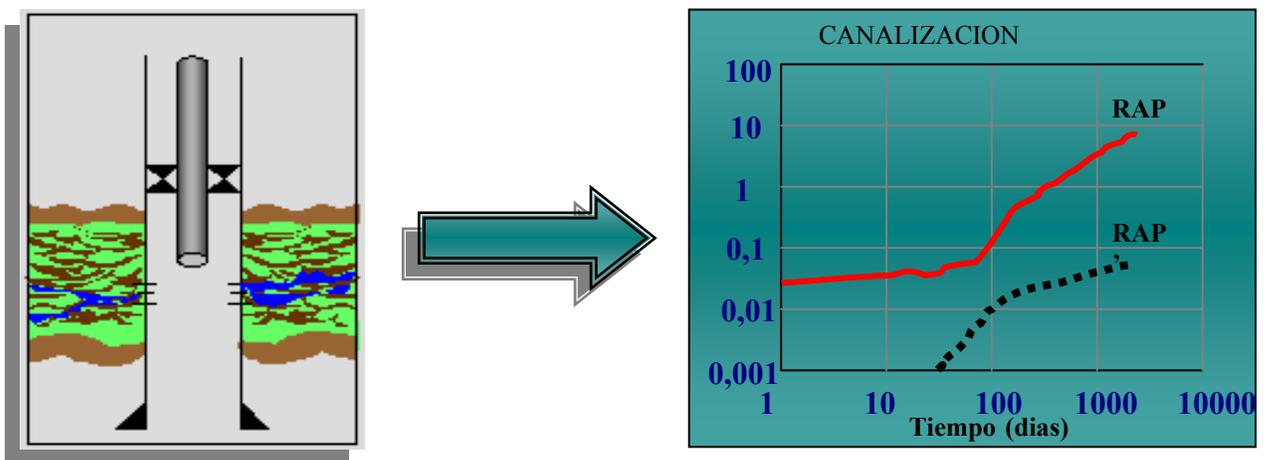


Figura N° 2. 17 Canalización y su gráfica

#### 2.2.2.4. Barrido Normal:

En la Figura N° 2.18 se observa un barrido normal del yacimiento por efecto del agua.

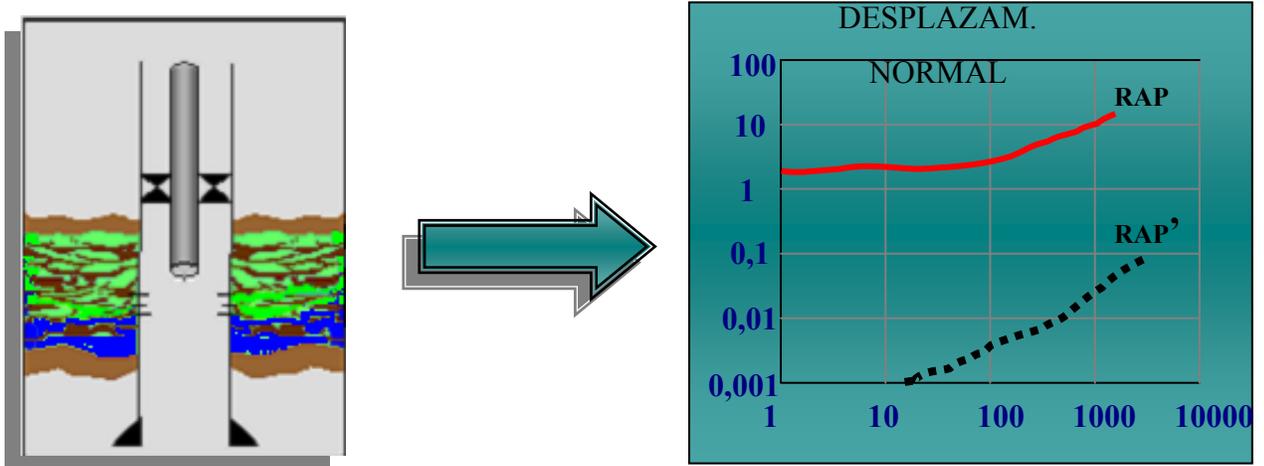


Figura N° 2. 18 Barrido Normal con la gráfica

Para optimizar este tipo de análisis se debe tener una larga historia de producción, donde se pudieran identificar los diferentes mecanismos de producción para los diferentes períodos de tiempo, y así también poder seleccionar algún período de interés especial, además se debe acompañar este análisis de diagnóstico con otros tipos de análisis, tales como registros de cementación, revisiones geológicas, procesos de monitoreos etc, a fin de reforzar las conclusiones que se generen del mismo. A continuación esta una lista de posibles causas en los cambios de producción y trabajos que pueden ocasionar un cambio en la historia de producción:

- ❁ Declinación de la presión del yacimiento.
- ❁ Ajustes en el tamaño del estrangulador.
- ❁ Declinación de la producción debido a daños en la formación.

- ✿ Cementación forzada.
- ✿ Inyección de Agua y/o gas.
- ✿ Adición o alteración de las perforaciones.
- ✿ Estimulación del yacimiento y del pozo.

Esto no solamente se puede llevar a cabo en los pozos en los cuales se tiene conocimiento de la existencia de producción de agua sino también en aquellos buenos pozos del yacimiento; para esto es conveniente efectuar los siguientes pasos:

- ✿ Realizar un seguimiento del comportamiento normal de producción.
- ✿ Determinar las declinaciones normales de RAP, RGP, RAG.
- ✿ Chequear la tendencia de sus derivadas de RAP.
- ✿ Ampliar los gráficos en aquellos períodos que resulten de interés.

Es importante señalar que estos gráficos Log-Log proporcionan gran comprensión y esto puede ser aplicado en toda la vida del pozo o en algún período de inyección, además con una historia de rehabilitación detallada del pozo el resultado del análisis proporciona mayor entendimiento del comportamiento de flujo del yacimiento; además de esto esta técnica proporciona otras grandes ventajas como son: relacionar los mejores principios de la ingeniería de yacimientos con la práctica, esta técnica puede ser utilizada para proyectar un gran número de pozos, generar resultados fundamentales que conducen a reconocer los mecanismos de producción, se pueden comparar con otros pozos adyacentes, buenos vs pozos con problemas de producción y por arena, además poder seleccionar pozos candidatos para tratamientos de control de agua.

### 2.2.3. Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES).

El Petróleo Original en Sitio como su nombre lo indica es el volumen de hidrocarburo (únicamente petróleo) que se encuentra acumulado en un yacimiento inicialmente, este depende de la geología del área, de las propiedades originales de la roca y de los fluidos.

A partir de la herramienta OilField Manager es posible construir “grids maps” de isopropiedades promedio del yacimiento o para unidades de flujo específicas, que son las bases fundamentales para obtener la distribución del POES; esta aplicación tiene como objetivo identificar todas aquellas zonas donde existen mayores acumulaciones de petróleo, zonas con anomalías y además identificar la dependencia de los parámetros petrofísicos con el POES. Para llevar a cabo este procedimiento es necesario tener presente la ecuación general del POES que es la descrita a continuación:

$$\frac{POES}{\text{ÁREA}} = \frac{1,9161 * H * \phi * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} \dots\dots\dots \text{Ecuación N° 2.7}$$

Donde:

**H:** Arena Neta Petrolífera; pies

**Ø:** Porosidad Promedio; Fracción

**S<sub>wi</sub>:** Saturación inicial de Petróleo; Fracción

**B<sub>oi</sub>:** Factor Volumétrico Inicial del Petróleo; BY/BN

El factor 1.9161 es una constante usada para obtener el POES en Bls/m<sup>2</sup>y se deduce de la siguiente forma:

$$1 \text{ mt} = 3,28 \text{ ft}$$

$$1 \text{ Bl}=5,615 \text{ ft}^3$$

Sabemos que la ecuación del POES es  $\frac{POES}{Area} = \frac{\phi * H * S_{oi}}{B_{oi}}$  ..Ecuación N° 2.8

Donde:

$\phi$  (Porosidad): Fracción Adimensional

$S_{wi}$  (Saturación inicial de Petróleo): Fracción Adimensional

$B_{oi}$  (Factor Volumétrico Inicial del Petróleo): BY/BN

Entonces la Ecuación N° 2.8 queda de la siguiente forma:

$$\frac{POES}{Area} = \frac{\phi * S_{oi} * H(ft) * BY * (3,28 ft)^2}{B_{oi} * \frac{BY}{BN} * 5,615 ft^3 * m^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación N° 2.9}$$

Eliminando unidades y efectuando las respectivas operaciones matemáticas se obtiene:

$$\frac{POES}{Area} = 1,916 * \frac{\phi * S_{oi} * H}{B_{oi}} \left( \frac{BN}{m^2} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación N° 2.10}$$

Para desarrollar el procedimiento del cálculo del POES es necesario generar mapas estáticos de las propiedades petrofísicas, que no son más que “grids maps” de Arena Neta Petrolífera, Porosidad y Saturación Inicial de Petróleo para cada uno de los yacimientos en estudio, estos mapas representan valores de isopropiedades promedio y están limitados por el área de interés a través del “Grid Area”, una vez que han sido creados se salvan, para ser utilizados para el cálculo del POES.

A través de la opción Tools / Calculate se especifica la formula del POES en el programa; y posteriormente se obtiene un mapa estático “grid map” que

representa el Petróleo Original en Sitio del área de interés, el cual de igual manera que los anteriores se salva para poder accederlo en el momento que sea necesario.

#### **2.2.4. Análisis del Comportamiento Histórico de Producción “Time Motion Study”.**

Este es un método que se utiliza para hacer un análisis más detallado del yacimiento, dividiendo la historia de producción en intervalos del mismo tiempo y creando los mapas de las variables que el usuario considere necesario. De esta forma, se crea una matriz donde se jerarquicen los parámetros más importantes asociados al comportamiento del yacimiento, además de analizar los cambios producidos en el tiempo y relacionarlos con las propiedades y procesos que se han llevado a cabo.

##### **2.2.4.1. Metodología.**

Los datos involucrados en el “Time Motion Study” se dividen en dos grupos: datos dinámicos (depende de la historia de producción del campo) y datos estáticos (no cambian en el tiempo. Ejemplo porosidad).

Para los datos dinámicos se recomiendan crear los siguientes mapas:

- ❁ Delta Acumulado del Petróleo Producido.
- ❁ Delta Acumulado del Gas Producido.
- ❁ Delta Acumulado del Agua Producida.
- ❁ Delta RGP.
- ❁ Delta Corte de Agua.

- ✿ Delta Acumulado de Agua Inyectada.
- ✿ Delta Acumulado de Gas Inyectado.
- ✿ Delta Acumulado de Vapor Inyectado.
- ✿ Delta de Presión de Fondo.

Para los datos estáticos, sólo un mapa puede ser creado ya que no cambia con el tiempo. Los siguientes mapas pueden ser incluidos:

- ✿ Estructura.
- ✿ Arena Neta.
- ✿ Permeabilidad.
- ✿ Porosidad.
- ✿ Saturación Inicial de Agua, etc.

Además de estos mapas se pueden incluir mapas de facilidades, tiempo perdido por fallas mecánicas o eléctricas, frecuencia de reparación y recompletación de pozos; todo esto para ayudar a caracterizar patrones de comportamiento.

En la herramienta computarizada OilField Manager se generan los mapas dinámicos de dos formas: a través de la aritmética, resta de dos mapas o con la ayuda de variables calculadas para efectuar la resta de valores y luego crear el mapa, es importante señalar que estos mapas de los deltas deben estar referidos al mismo intervalo de tiempo, recomendándose intervalos de 5 a 10 años. Para generar los mapas dinámicos a través de la aritmética, se deben salvar todos los “grid maps” que serán usados y en ellos usar:

- ✿ El mismo método de interpolación.
- ✿ El mismo número de vecinos.
- ✿ El mismo radio de búsqueda.
- ✿ Los mismos puntos de control.
- ✿ El mismo tamaño de bloques.
- ✿ La misma área de trabajo.

Todos los mapas creados de un mismo parámetro deben ser graficados usando la misma escala, para no tomar conclusiones distorsionadas. Todos los mapas deben estar en colores y en una pared formando una matriz de mapas identificados y colocados en el orden cronológico correcto. En la Figura N° 2.19 se observa una matriz de mapas que se utiliza en el “Time Motion Study”.

	Datos Dinámicos							Datos Estáticos
Tiempo	$\Delta$ Oil Cum	$\Delta$ Gas Cum	$\Delta$ Water Cum	$\Delta$ GOR	$\Delta$ Water Cut	$\Delta$ Water Injected	$\Delta$ BHP	
1956 – 1960								Estructura
1961 – 1965								Arena Neta
1966 – 1970								Porosidad
1971 – 1975								Permeabilidad
1976 – 1980								Swi
1981 – 1985								Facilidades
1986 – 1990								Frec.Rep. de pozos
1991 – 1995								Fallas Eléctricas

Figura N° 2.19 Matriz de mapas para el Time Motion Study

Se recomienda comenzar el análisis con solo un parámetro y seguir su comportamiento a través del tiempo, para así resaltar tanto las buenas como las malas características del área en estudio. Aún más, es posible detectar como las condiciones varían a medida que el tiempo pasa y tratar de relacionar los eventos con las características de los mapas de parámetros estáticos. En la Figura N° 2.20 se observa el análisis.

Tiempo	Datos Dinámicos							Datos Estáticos
	$\Delta$ Oil Cum	$\Delta$ Gas Cum	$\Delta$ Water Cum	$\Delta$ GOR	$\Delta$ Water Cut	$\Delta$ Water Injected	$\Delta$ BHP	
1956 – 1960								
1961 – 1965								
1966 – 1970								
1971 – 1975								
1976 – 1980								
1981 – 1985								
1986 – 1990								
1991 – 1995								

Figura N° 2.20 Relación de Eventos de los mapas con los mapas estáticos

### 2.2.5 Reservas Remanentes

Con la aplicación OilField Manager (OFM) por medio de la herramienta “Decline Curve Analysis” (DCA) y con condiciones establecidas (Limite económico, horizonte económico, etc.,) ,se pueden obtener la reservas remanentes tanto del yacimiento como para cada pozo. Con la información suministrada de las reservas remanentes estimadas para cada pozo se puede generar un mapa de celdas (Grid Map), para visualizar la distribución areal de

estas declinaciones en el yacimiento, y así determinar donde se encuentran las áreas con mayores reservas de petróleo, para orientar el plan de explotación hacia las áreas en cuestión.

Es importante acotar que la información suministrada de producción debe estar validada y en el DCA descartar aquellos valores de producción que pudieran verse influenciados por problemas a nivel de pozo, ya que pudieran llevar a un análisis errado de la realidad del yacimiento.

El procedimiento para llevar a cabo el mapa de reservas remanentes estimadas es el siguiente:

1. Realizar un filtro para estudiar el yacimiento deseado.
2. Realizar el DCA para cada pozo del yacimiento, guardando este análisis en un caso.
3. Verificar que la variable calculada “Decl.Nombre.Caso” tenga asignado el nombre del caso entre comillas.
4. Si no existe, crear una nueva variable calculada (Reservas.Remanentes por ejemplo) como se especifica en el apéndice A, ecuación A-62.
5. Crear un mapa de celdas con la variable calculada (Reservas.Remanentes).

### 2.2.6. Mapas Normalizados

La metodología empleada en el OilField Manager para el análisis de resta mapas normalizados se lleva a cabo con la creación de mapas normalizados de las siguientes variables:

- ✿ Arena Neta Petrolífera.
- ✿ Porosidad.
- ✿ Saturación Inicial de Petróleo.
- ✿ Producción Acumulada de Petróleo

Para crear los mapas normalizados se definen variables calculadas que se basan en la siguiente ecuación:

$$N_v = \frac{V_i}{V_{máx}} \quad \dots\dots\dots\text{Ecuación N}^\circ 2.11$$

donde:

$N_v$  = Valor de la variable Normalizada del pozo.

$V_i$  = Valor de la variable del pozo.

$V_{máx}$  = Valor máximo que alcanza la variable.

Se puede notar que los valores alcanzados por las variables oscilaran entre cero (0) y uno (1); cero (0) cuando el valor de la variable en ese pozo en

particular sea igual a cero (0) y uno (1) cuando el valor de la variable en ese pozo sea el valor máximo que alcanza.

Una vez creadas las variables calculadas y generados los mapas de celdas “Grid Map” de las variables normalizadas, se guardan y se restan los mapas a través de la opción Tools / Calculate; este procedimiento consiste en la resta del mapa de la producción acumulada de petróleo normalizada menos cada uno de los parámetros petrofísicos normalizados (Arena Neta Petrolífera, porosidad y Saturación Inicial de Petróleo), para así poder analizar la relación que existe entre la producción acumulada de petróleo y los parámetros petrofísicos.

El rango de valores alcanzados por la resta de mapas se encuentra entre menos uno (-1) y uno (1); para valores cercanos a menos uno (-1) (resta de mapas), se tiene baja producción de petróleo (valor normalizado cercano a cero) con una buena propiedad petrofísica (valor normalizado cercano a uno); para valores cercanos a cero (0) (resta de mapas), existe correspondencia entre los parámetros, es decir, si se tiene alta producción de petróleo (valor normalizado cercano a uno), se alcanzará un valor petrofísico alto (valor normalizado cercano a uno) y viceversa; para valores cercanos a uno (1) (resta de mapas), se tiene una alta producción de petróleo (valor normalizado cercano a uno) con un bajo valor petrofísico (valor normalizado cercano a cero).

### 3. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

### CAPITULO III

#### 3.1. Ubicación Geográfica.

El Área Mayor de Socororo (AMS) comprende un bloque irregular de unos 270 Km<sup>2</sup> de superficie, se encuentra en el flanco sur de la cuenca oriental de Venezuela, al suroeste del Área Mayor de Oficina en el Estado Anzoátegui, ubicado en las inmediaciones de la población de Pariaguán. El Área Mayor de Socororo (AMS) posee los siguientes límites: Al Oeste limita con el Campo Budare; al Sur limita con los Campos pertenecientes a Petrozuata; al Este limita con el Campo Yopales; y al Noreste limita con el Campo Caracoles. En la Figura N° 3.1, se encuentra la ubicación geográfica del AMS.



Figura N° 3.1 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Socororo

#### 3.2. Características Generales del Área Mayor de Socororo.

Los mecanismos de producción resultan del desplazamiento de los fluidos por la energía natural del yacimiento. Tomando en cuenta que la relación agua-petróleo, calculada

entre 0.1 y 3.6 BNA/BNP, se puede decir que la energía externa aportada por los acuíferos asociados se considera moderada; esta afirmación no se puede corroborar debido a que no se poseen presiones actuales.

A través de la interpretación geológica se determinó que de los trece (13) yacimientos evaluados con capa de gas asociado, 11 de ellos poseen un valor de relación volumétrica zona de gas entre zona de petróleo (m) menores a uno (1).

Con la información anteriormente recabada se infiere que los mecanismos de producción que actúan en el AMS son los siguientes:

- ❁ Expansión de Roca/Fluido: Este es un eficiente mecanismo de recobro cuando en el yacimiento está presente una sola fase; pero en el Área Mayor de Socororo la mayoría de los yacimientos poseen un bajo grado de subsaturación; y por lo tanto este no es un mecanismo de producción importante.
- ❁ Expansión de Gas en Solución: Este mecanismo describe el desplazamiento de petróleo hacia los pozos productores debido a la disminución de la presión que ocurre al expandirse el gas en solución que ha sido liberado; la eficiencia de este mecanismo depende de las propiedades de la roca, del petróleo, de las estructuras geológicas y de la cantidad de gas en solución que tenga el yacimiento; por lo tanto este es un importante mecanismo de producción en el área, ya que la mayoría de los yacimientos se encuentran en estado de saturación.
- ❁ Expansión de la Capa de Gas Asociada: En este mecanismo la reducción de la presión acompaña a la producción de petróleo; esto permite que la capa de gas se pueda expandir y a su vez ser una importante fuente de energía para el yacimiento; en el Área Mayor de Socororo la Expansión de la capa de Gas tiene

una importancia relativa, ya que un gran número de yacimientos poseen Capa de Gas.

“Existe una información muy limitada sobre presiones estáticas, lo que aunado al escaso recobro obtenido hasta el presente, limita el uso de técnicas tales como balance de materiales para corroborar las reservas originales de hidrocarburos. Por consiguiente, se decidió realizar balance de materiales solo a 35 yacimientos del AMS, aquellos con producción acumulada mayor a 30 MBNP. Como resultado de este análisis se pudo establecer que un 70% de los 35 yacimientos evaluados presentan una presión actual calculada en unos 1200 Lpc.”<sup>15</sup>

El AMS comprende los campos petrolíferos de Cachicamo, Socorro y Caricari, estos fueron descubiertos en la década de los cuarenta y actualmente se encuentran perforados 93 pozos, 35 de los cuales resultaron secos y fueron abandonados; 3 pozos producen (Diciembre 2001) de los 58 que resultaron productores con una tasa total de 434 BNPD, de los 55 pozos restantes inactivos 20 se evaluaron como reactivables. En la Figura N° 3.2 se muestra la distribución y el estado en que se encuentran los pozos en el Área Mayor de Socorro hasta Diciembre del 2001.

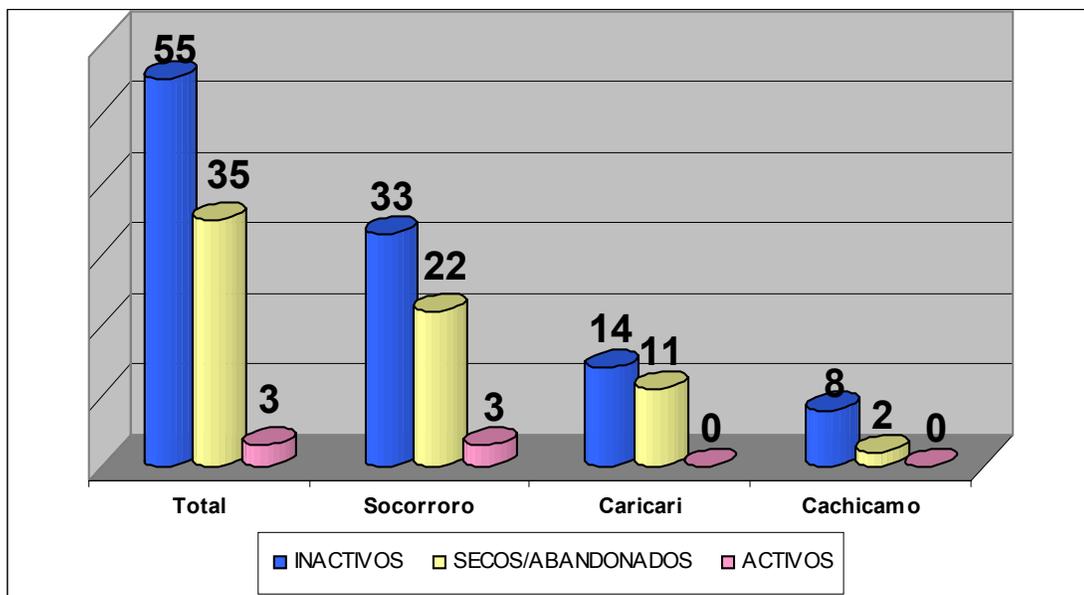


Figura N° 3.2 Distribución de los pozos en el Área Mayor de Socorro

En la tabla 3.1 se presenta un resumen de las características generales del AMS.

**Tabla N° 3.1 Resumen de las características del Área Mayor de Socororo**

POES (MMBN)	418	GOES (MMMPC)	278
Res. Recup. (MMBN)	61	Res. Recup. (MMMPC)	228
Prod Acum. (MMBN)	10	Prod. Acum. (MMMPC)	21
Res. Rem. (MMBN)	51	Res. Rem. (MMMPC)	207

API	16 - 30
Profundidad Promedio (Pies)	3850
Presión Actual (Lpc)	1000-1600
Factor de Recobro Actual (%)	2
Factor de Recobro Esperado (%)	15
Producción por Pozo (BNPD) “DIC-2001”	145
Potencial Actual (BNPD) “DIC-2001”	434
N° Total de Pozos “DIC-2001”	93
N° de Pozos Activos “DIC-2001”	3
N° de Pozos Abandonados/Secos “DIC-2001”	35
N° de Pozos Inactivos “DIC-2001”	55
N° de Yacimientos de Petróleo	103
N° de Yacimientos de Gas No Asociados	77

### 3.3. Revisión Geológica.

Geológicamente el Área Mayor de Socororo se encuentra ubicada en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Sur-Oeste del Área Mayor de Oficina comprende tres Campos: Socororo, Cachicamo y Caricari.

3.3.1. Modelo Estratigráfico.

La columna estratigráfica que se presenta en la Figura N° 3.3, se extiende desde el basamento Igneo-Metamórfico del complejo basal de Guayana (Precámbrico) hasta el Pleistoceno.

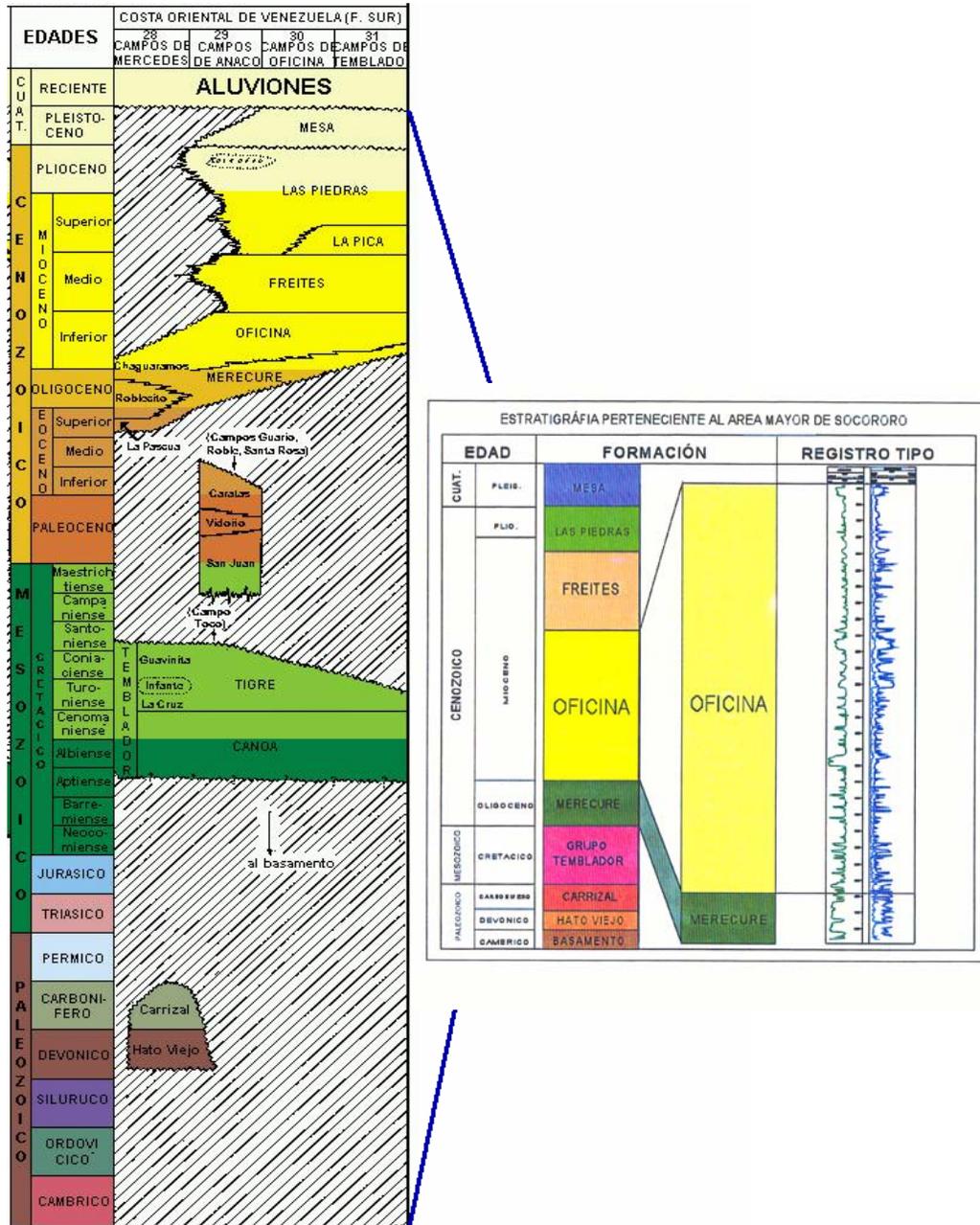


Figura N° 3.3 Columna Estratigráfica de los campos y del Área Mayor de Socorro

Las características de las unidades litoestratigráficas penetradas son las siguientes:

❁ Basamento (Precámbrico):

Esta conformado por rocas ígneas y metamórficas (granito gnésico, diorita cuarcífera gnésica, etc.) intensamente plegadas y erosionadas.

❁ Formación Hato Viejo (Paleozóico):

Se extiende en el subsuelo de las parte Sur del Estado Guárico y Sur-Occidental del Estado Anzoátegui, se desconoce en afloramientos.

Constituido por areniscas de grano fino a grueso, colores gris-rosado, gris y gris oscuro, friable, dura, maciza y áspera. Los granos son redondeados y muy bien cementados, en parte micacea, pirítica y ligeramente calcárea. Contiene conglomerados y peñas de cuarzita a intervalos irregulares.

Su contacto con las formaciones es infrayacente, concordante a Carrizal; suprayacente, discordante con el Basamento, El ambiente de sedimentación es continental y sus sedimentos representan relleno de cuenca. “La edad fue modificada a Cámbrico Temprano, debido al cambio sufrido por la formación Carrizal suprayacente”<sup>12</sup>.

❁ Formación Carrizal (Cámbrico Temprano):

Se extiende en el subsuelo de la parte Meridional de los Estados Anzoátegui y Guárico y probablemente al sur de Monagas.

Consta litológicamente de una arcilita gris verdosa, marrón o roja, duras masivas y densas, parcialmente glauconítica y no calcárea. Es generalmente homogéneo, a pesar de su contenido variable de limolitas, con intercalaciones locales de areniscas y conglomerados de guijarros hacia la base. Su contacto con las formaciones es infrayacente, discordante con el grupo temblador; suprayacente, concordante con Hato Viejo. La edad fue modificada de Devónico Superior a Cámbrico temprano. El ambiente de sedimentación es Marino (nerítico), en aguas someras y condiciones de corrientes típicas de llanuras de marea.

✿ Grupo Temblador (Cretácico Tardío):

Este Grupo se subdivide en dos Formaciones: Canoa (Aptiniense-Albiense) de ambiente continental y Tigre (Cenomaniense-Campaniense) de ambiente marino.

- ✿ Formación Canoa: Se extiende en el subsuelo de la región Meridional, central y parte de la región septentrional de los Estados Anzoátegui, Guárico y Monagas.

Esta constituida por conglomerados de granos finos y areniscas conglomeráticas. También se encuentran algunos intervalos de areniscas de grano grueso, árcosicas, de color blanco y limolíticas; y arcillitas moteadas de verde y rojo que contienen restos de plantas. Su contacto con las formaciones es infrayacente transicional con el Tigre, observándose un cambio de facies continental a marina; Suprayacente, discordante con Carrizal.

- ✿ Formación Tigre: Se extiende en el subsuelo de la región sur centro y parte del norte de los Estados Guárico, Anzoátegui y Monagas.

Esta compuesto principalmente de areniscas masivas, glauconíticas, de grano fino, friables, de color verde a gris; limolitas, lutitas carbonáceas y fosfáticas y capas delgadas de calizas dolomíticas de color gris. Su contacto con las formaciones es infrayacente, discordante con Merecure correspondiendo a un Hiatus de considerable duración; suprayacente, diacrónico, transicional a Canoa.

- ✿ Formación Merecure (Terciario: Oligoceno-Mioceno Inferior):

Se extiende en el subsuelo de la subcuenca de Maturín al sur del frente de deformación y en los campos de Anaco.

Esta constituido principalmente por la abundancia de areniscas (conforman un 50 % de la Formación) de grano fino a grueso y espesores en capas masivas mal estratificadas y muy lenticulares, duras, incluso conglomeráticas con estratificación cruzada común y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. La continuidad de las capas de areniscas esta interrumpida por intercalaciones de láminas y capas delgadas de lutitas y por intervalos de arcillitas y limolitas.

Su contacto con las formaciones es suprayacente, discordante angular sobre el Grupo Temblador, porque la posición estructural de ambos es subparalela, sin embargo existe un Hiatus (período de no sedimentación) entre ellos; suprayacente, aparentemente concordante con la Formación Oficina; a pesar del pronunciado cambio litológico de este nivel. La sedimentación ocurrió

en aguas dulces a salobres; ambiente típico de clásticos basales transgresivos, depositados por corrientes fluviales entrelazadas.

✿ Formación Oficina (Terciario: Mioceno Inferior a Medio):

Se extiende en el subsuelo de los Estados Anzoátegui y Monagas formando parte de las unidades de la cuenca oriental.

Consiste litológicamente en areniscas y lutitas alternadas, intercaladas e interestratificadas con lignitos de amplia extensión; los grupos de arenas persisten en formas lenticulares desapareciendo con el desarrollo progresivo de las lutitas hacia el eje de la cuenca. En general las areniscas se hacen más abundantes, de grano más grueso y de mayor espesor hacia la base de la formación. El contacto con las formaciones es infrayacente, concordante con Freites; suprayacente, concordante con Merecure. La sedimentación ocurrió en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos.

✿ Formación Freites (Terciario: Mioceno medio a Mioceno Tardío Basal):

Se extiende en el subsuelo a través de todo el flanco sur de la subcuenca de Maturín, casi hasta el río Orinoco.

Esta Formación se caracteriza principalmente por arcillitas y areniscas de grano medio a grueso hacia la base y de grano fino (color blanco verdoso) hacia el tope con un sello en la mitad básicamente lutítico verde a gris verdoso; la Formación Freites representa la primera evidencia regional de transgresión marina somera, sin restricciones.

El contacto con las formaciones es infrayacente, concordante con las Piedras; suprayacente, concordante con Oficina, excepto en la región de Anaco la cual es discordante. El ambiente de depositación es marino somero en su parte inferior, aguas más profundas en su parte media y aguas llanas en su parte superior.

✿ Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Superior-Plioceno):

Se extiende en el subsuelo al este de Perdenales, territorio Delta Amacuro y Golfo de Paría, hacia el sur llega a las cercanías del río Orinoco en la faja petrolífera, aflorando en los Estados Anzoátegui y Monagas.

Esta Formación se caracteriza principalmente por sedimentos finos mal consolidados, los cuales incluyen limolitas y areniscas más o menos carbonosas, arcilitas sideríticas, lutitas ligníticas y lignitos. Hay una moderada tendencia de disminución del tamaño del grano hacia la parte superior de la sección. El contacto con las formaciones es infrayacente, concordante, transicional con Mesa; suprayacente, concordante con las Piedras.

✿ Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno):

Se extiende en el subsuelo por los llanos centro-orientales y orientales (Estado Anzoátegui, Monagas y Guárico).

Constituida por arenas de grano grueso y gravas con alto contenido de cemento ferruginoso (por el alto grado de cementación y endurecimiento da lugar a conglomerados), también arenas con estratificación cruzada, lentes de limolita y lentes discontinuos de arcilla finamente arenosa .El contacto con la Formación es suprayacente, concordante, transicional con Las Piedras; y es producto de una sedimentación Fluvio-Deltaica y Paludal.

### 3.3.2. Modelo Sedimentológico.

El Ambiente Depositional identificado para la Formación Oficina (A-U1) del Mioceno fue un sistema Fluvio deltáico caracterizado por ciclos de inundación y progradación, haciéndose más marina de oeste a este y de sur a norte; y para la Formación Mercure (U2-U8) del Oligoceno un ambiente mixto de frente Deltáico con influencia de las mareas. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos, depositados por corrientes fluviales entrelazadas y en posición más distal, por condiciones deltáicas, las areniscas se orientan preferencialmente en sentido norte-sur; esto tiene como base la descripción detallada de las características sedimentológicas, patrones de afinamiento o engrosamiento de grano “fining upwards” o “coarsening upwards” respectivamente, su asociación vertical y la relación existente entre las curvas de potencial espontáneo (SP) y rayos gamma con los ambientes de sedimentación. En la Figura N° 3.4 se da un claro ejemplo de lo antes mencionado.

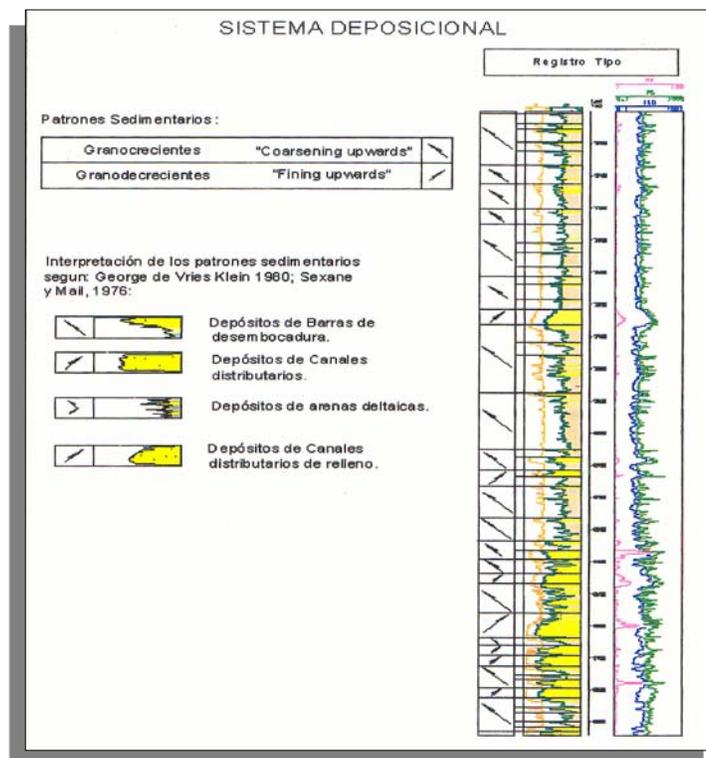


Figura N° 3. 4 Sistema Depositional del Área Mayor de Socororo

Las arenas depositadas en tales ambientes se presentan como sucesiones laterales y apilamientos verticales de canales, abanicos de rotura, barras, etc. de gran variabilidad; y en consecuencia lenticulares, con alta probabilidad de coalescer entre sí dependiendo de las secuencias de sedimentación aun no interpretadas; todo esto tiene gran importancia al momento de la explotación de un campo. En la Figura N° 3.5 se observa lo antes descrito.

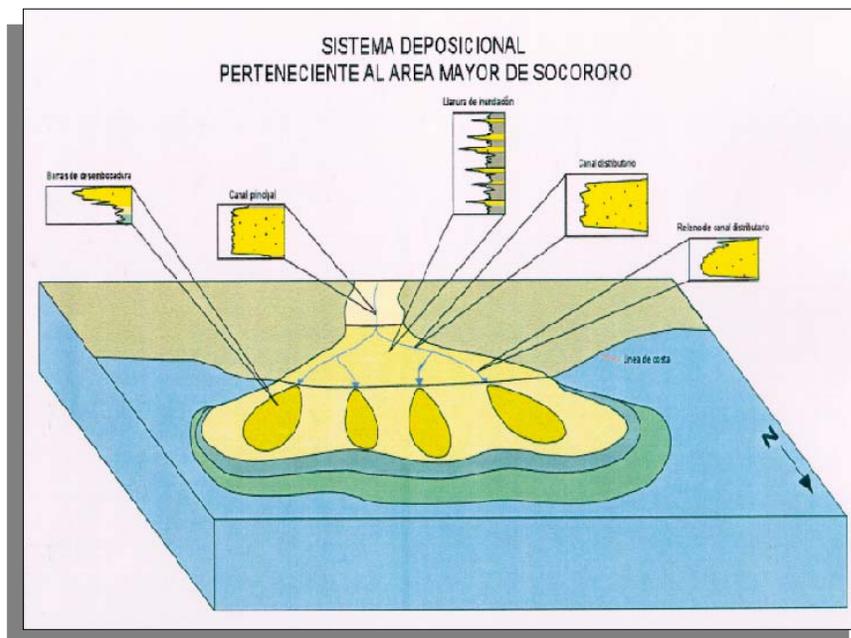


Figura N° 3.5 Sistema Depositional del Área Mayor de Socororo

### 3.3.3. Modelo Estructural.

A través de la información Geológica y la sísmica 2D, se pudo establecer que estructuralmente el Área Mayor de Socororo esta representada por un Monoclinial Fallado de rumbo NO y buzamiento regional de 2 a 3 grados hacia el Norte.

En el Área se encuentran dos sistemas de fallas normales predominantes más o menos perpendiculares entre sí. El primero de los sistemas tiene un

rumbo Noroeste-Sureste paralelo al rumbo de las capas; generalmente las fallas buzcan hacia el Sur y el salto de las mismas se encuentra en un rango variable de 20'-100'; predominando los saltos del orden de los 40'; es importante señalar que este sistema es el responsable de la mayor parte de las acumulaciones de Hidrocarburos en los Campos Socororo y Caricari. El otro sistema presenta un rumbo Noreste-Suroeste, que fue originado por un régimen de esfuerzos distensivos; y es aproximadamente paralelo al buzamiento regional. En este sistema se encuentra la falla principal de Cachicamo, la cual es considerada la estructura más importante de los tres campos por la magnitud de su salto (120'-180'); teniendo como resultado al combinarse con fallas de ajuste secundarias barreras para el entrapamiento de Hidrocarburos. En la Figura N° 3.6 muestra un mapa estructural del tope de la Arena U1 donde se pueden identificar las características estructurales que fueron mencionadas anteriormente.

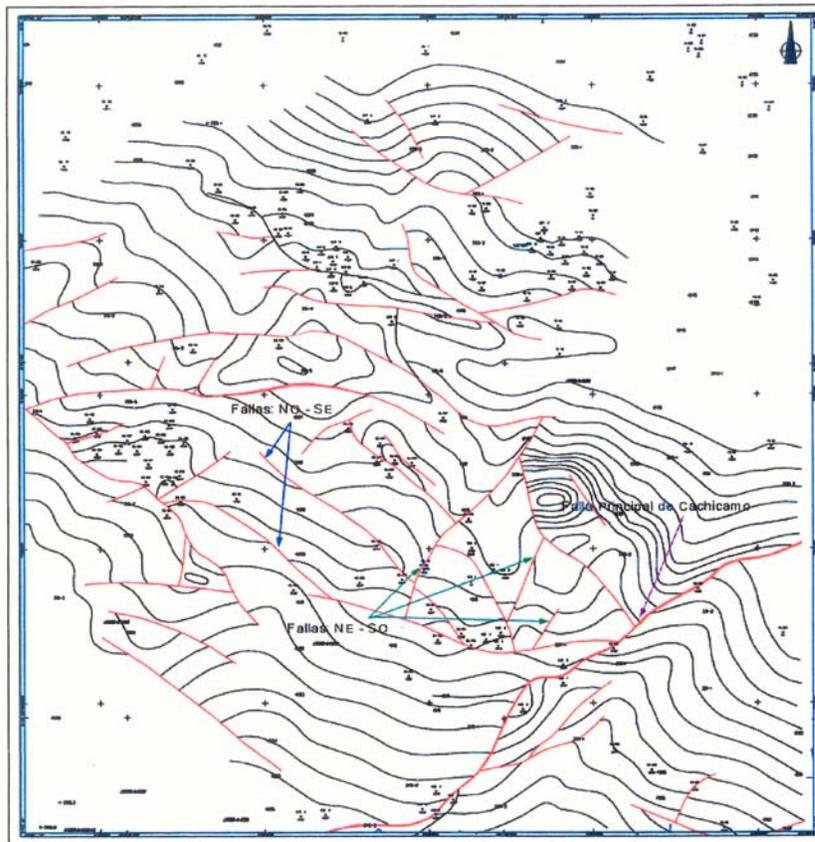


Figura N° 3. 6 Mapa Estructural del Tope de la Arena U1

El sistema presenta fallas paralelas al rumbo de las capas, las cuales tienen un papel importante, ya que constituyen una barrera buzamiento arriba para el proceso de migración de Hidrocarburos. En estos Campos el entrapamiento es del tipo mixto en su mayoría, el cual se originó por las variaciones litológicas o estratigráficas y a demás por la combinación de las deformaciones estructurales; en el Campo Cachicamo se presenta una situación distinta, ya que la falla principal del área no conforma por si misma un elemento sellante buzamiento arriba, el cual requiere de un complemento que puede estar representado por barreras estratigráficas o en su defecto por fallas de ajuste de la misma falla principal.

#### 4. PROBLEMAS DE ARENA Y AGUA

#### CAPITULO IV

Muchos de los yacimientos formados por sedimentos pobremente consolidados a lo largo de su arena productora se derivan en migración de arena, esta producción de arena conduce a numerosos conflictos a nivel de producción, incluyendo la erosión del fondo del hoyo, erosión de válvulas, conexiones y líneas de flujo de superficie es por esto que se hace necesario un estudio al detalle de este problema que con frecuencia se presenta en el Área Mayor de Socororo.

##### 4.1 Producción de Arena

“La producción de arena ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación viaja del yacimiento al pozo y a la superficie, junto con los fluidos producidos. Este material comúnmente denominado arena, se define como toda partícula con un rango de tamaño entre 2 y 0,0625 mm de diámetro”<sup>4</sup>.

##### 4.1.1 Origen de la Producción de Arena

El origen de la producción de arena se determina a través de diversos factores que describen la naturaleza del material de la formación productora así como también las fuerzas que ocasionan la falla de la estructura misma, todo esto debe su origen principalmente al estado en que se encuentra la formación detrás de la tubería de revestimiento, siendo los principales factores los siguientes:

- ⊗ Fuerzas de fricción existentes entre los granos.
- ⊗ Cantidad y tipo de cemento que mantiene la cohesión entre los granos.
- ⊗ Fuerzas de presión capilar.

- ❁ Presión del fluido en los poros de la roca.

Se pueden identificar tres etapas principales en la producción de arena de acuerdo a la cantidad producida:

**Primera Etapa:** Es cuando la producción de arena es baja, ocasionando desgaste de los equipos y forzando en algunos casos la disminución de la producción de petróleo para evitar que ocurra dicho fenómeno, creándose así un potencial de producción diferido.

**Segunda Etapa:** Esta ocurre cuando la producción de arena es mediana y adicionalmente del impacto a nivel técnico y económico de la primera etapa, ocurre un taponamiento en la tubería que trae como consecuencia la inactividad del pozo lo cual se traduce en pérdidas de producción y mayor impacto económico debido a los gastos adicionales requeridos por los trabajos de reacondicionamiento.

**Tercera Etapa:** Esta es la de mayor relevancia debido a su gravedad, ya que en este caso la producción de arena es muy alta y además de causar los problemas técnicos y económicos antes descritos se adicionan otros como la formación de cavernas alrededor del revestidor debido a la gran cantidad de arena producida, lo que puede llevar al colapso del revestimiento y hasta la pérdida definitiva del pozo.

El arenamiento se origina cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica que ofrece la formación; a partir de esto se genera una inestabilidad que trae como consecuencia el desprendimiento del material de la formación, el mismo puede ser en forma de granos individuales de arena (que se producen de forma continua), o en forma de pedazos enteros de la formación. Tal como se observa en la Figura N° 4.1.

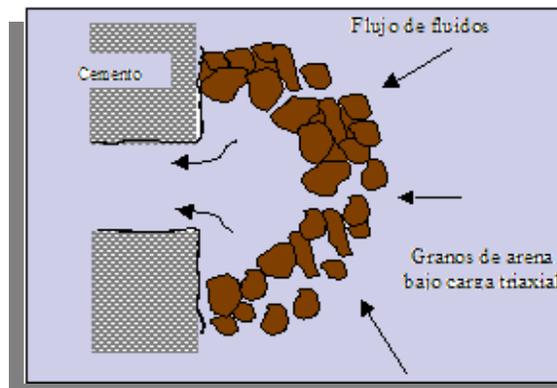


**Figura N° 4.1. Movimiento de los granos de arena causados por esfuerzos desestabilizadores.**

El sistema Roca-Fluido se encuentra inicialmente en un estado confinado de esfuerzos, cuando ocurre el cañoneo de la arena se perturba este sistema y se vence la resistencia de la roca que es establecida principalmente por las fuerzas de fricción intergranulares; todo esto trae como consecuencia un fallo en la matriz de la roca específicamente alrededor de espacio cañoneado, creando un estado no confinado de esfuerzos.

#### 4.1.2 Arcos de Arena

“Después que se inicia la producción de arena, en ocasiones se forma un arco en la zona que rodea los cañoneos, el cual debe poseer resistencia suficiente como para sustentar y soportar las cargas generadas por el efecto de los esfuerzos verticales”<sup>4</sup>. Todo esto se puede apreciar en la Figura N° 4.2



**Figura N° 4.2. Arco estable alrededor de una perforación.**

La producción de arena de forma limitada en algunos casos es beneficiosa y tolerable, ya que está ligada a la formación de los arcos de arena que cumplen el papel de filtro natural en la cara de las perforaciones lo que evita que los granos pasen hacia el pozo y a su vez a la superficie. Cuando están presentes fuerzas de cohesión entre los granos, el arco adquiere mayor estabilidad; a pesar de esto la estabilidad del mismo es relativa ya que los cambios de tasas de flujo, el corte de agua, la presión del yacimiento entre otros afectan significativamente el estado de esfuerzo existente alrededor de los cañoneos, lo que puede provocar el rompimiento del arco, que nuevamente se formará a lo largo de la vida del pozo.

#### 4.1.3 Producción de Finos

“Ocasionalmente el fenómeno de migración de finos es confundido con el fenómeno de arenamiento. Con la palabra finos se definen aquellas partículas que pasan a través del tamiz # 200, que son partículas con tamaño menor a 0,074 mm (74 micras)”<sup>4</sup>.

“Los finos están compuestos por limos, partículas con tamaños entre 0,074 mm y 0,002 mm, y por arcillas, partículas con tamaños menores de 0,002 mm”<sup>4</sup>.

Desde el punto de vista del mecanismo que causa el desprendimiento de las partículas ambos fenómenos son distintos, ya que en el caso de la producción de finos su migración se debe principalmente a una interacción química entre fluidos y sólidos de la formación, como consecuencia de cambios que ocurren en los fluidos que son los que ocasionan el desprendimiento de las partículas de arcilla, estas partículas migran y por ello pueden ser causantes del taponamiento de los poros lo que conlleva a aumentar considerablemente el daño de la formación.

En el caso de la producción de arena la causa que da origen es una interacción física entre fluidos y sólidos de la formación, a causa de fuerzas de arrastre y gradientes de presión que afectan el esqueleto del mineral; aunque ambos están relacionados con el transporte de partículas desde la formación hacia el pozo.

#### **4.2. Geomecánica**

“La geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales que conforman a las rocas de formación. Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzos producidos por las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos”<sup>4</sup>.

#### **4.3. Factores que Afectan la Producción de Arena**

Los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación pueden ser afectados sustancialmente por las operaciones tradicionales de pozos, tales como perforación, completación, producción y estimulación. Por lo tanto, para poder analizar el fenómeno de arenamiento en toda su amplitud, se deben analizar todas aquellas operaciones que puedan incidir sobre los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación. A las actividades de pozos que pueden causar problemas de arenamiento ya mencionadas, se le suman las siguientes: cementaciones, cañoneos, cambios en las tasas de bombeo (arranque y parada de pozos) y estimulaciones.

Las actividades de cementación pueden generar problemas de arenamiento, especialmente si quedan canales entre la formación y el revestidor, pues estos se volverán canales preferenciales de flujo con velocidades excesivas y, por lo tanto, se originarán mayores fuerzas de arrastre. Además, si el cemento no hace buen contacto con la formación, ésta no tendrá el confinamiento óptimo y los esfuerzos efectivos serán muy bajos

En conclusión, las actividades de producción quizás sean las más perjudiciales desde el punto de vista del arenamiento. Si un pozo se produce con una tasa de producción excesivamente alta, puede producir graves problemas de arenamiento, ya que probablemente se sobrepase la tasa crítica de la formación y se generen fuerzas de arrastre excesivas. Este problema se agrava en aquellos pozos que sufran bruscas variaciones de tasas en cortos períodos de tiempo, bien sea por aperturas y cierres, o por cambios de reductores o equipos de superficie.

#### 4.4. Causas de la Producción de Arena

Existen diversos factores que inciden en la producción de arena de un pozo, y estos pueden ser clasificados en dos categorías: efectos del flujo de fluidos y efectos de la resistencia de la roca.

- ❁ **Factores Geográficos y Geológicos.** A través muchos yacimientos de areniscas de todo el mundo se ha experimentado producción de arena, es por esto que se puede decir que el problema es a nivel mundial; además la producción de arena es generalmente común en yacimientos de Edad Terciaria ya que son jóvenes geológicamente y se encuentran localizados comúnmente a poca profundidad, tienen cementación intergranular muy pobre y no han logrado compactarse.
- ❁ **Flujo de Fluidos.** El flujo de fluidos es el que genera fundamentalmente las tensiones que causan la producción de arena, y este flujo es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. Las uniones intergranulares proporcionan restricciones entre los mayores esfuerzos y las tensiones, por esto la tasa de un pozo y el grado de consolidación natural en la formación influyen en el arenamiento.
- ❁ **Grado de Consolidación.** La cementación de la arenisca generalmente constituye un proceso geológico secundario y, por esto los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa

que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. Las formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones suelen calificarse de “poco consolidadas o no consolidadas”.

- ❁ **Tasa de Producción.** “La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre fraccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena”<sup>4</sup>.
- ❁ **Viscosidad del Fluido del Yacimiento.** El flujo de fluidos del yacimiento es el que genera la fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación; esta fuerza es directamente proporcional a la viscosidad del fluido del yacimiento y a la velocidad de flujo del mismo fluido y además es mayor en fluidos de elevada viscosidad comparados con los de baja viscosidad. En el caso de crudos pesados la producción de arena esta influenciada por su viscosidad, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a velocidades de flujo bajas.
- ❁ **Aumento de la Producción de Agua.** Cuando hay un incremento en la producción de agua se puede incrementar la producción de arena y esto puede ser por dos razones principalmente: la primera por encontrarse en una formación de arenisca mojada por agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a

adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena. La segunda razón es el efecto de la permeabilidad relativa, ya que a medida que el corte de agua aumenta, esta disminuye, por lo que se requiere un diferencial de presión más alto para poder producir el crudo a la misma velocidad. Adicionalmente el aumento de los esfuerzos puede desestabilizar el arco de arena alrededor de cada perforación y, por ende, iniciar el proceso de producción de arena.

- ❁ **Reducción de la Presión de Poro.** Por lo general parte del peso de la roca suprayacente es sustentado por la presión del yacimiento, y por lo tanto a lo largo de la vida productiva del pozo se va perdiendo este soporte ya que la presión va declinando, a medida que esto ocurre se va generando una cantidad creciente de esfuerzo en la arena lo que en un determinado momento se traduciría en la separación de la matriz o que la misma se triture. Como resultado de lo antes mencionado podría presentarse la migración de finos que se producen de forma conjunta con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro puede ocasionar el fenómeno de subsidencia de la superficie.

#### 4.5. Efectos de la Producción de Arena.

Generalmente la producción de arena trae consigo efectos perjudiciales para el pozo tanto a corto como a largo plazo. En la mayor parte de los casos es sumamente complicado manejar las consecuencias de una producción de arena severa, y además esto no representa una opción económicamente interesante; por esto en este capítulo se realizó una breve explicación de estos efectos que comúnmente ocurren:

- ❁ **Erosión del Equipo de Fondo y de Superficie.** En la mayoría de los casos tanto el equipo de fondo como el de superficie se erosionan a causa de los

fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena, lo que conlleva a la necesidad inminente de trabajos de mantenimiento para el reemplazo de equipos dañados.

- ❁ **Acumulación en los Equipos de Superficie.** Esto ocurre cuando flujo de fluidos a través de la tubería es lo suficientemente rápido como para transportar la arena desde el fondo hasta la superficie y la misma se queda atrapada en el separador, la caldera o la tubería de producción. Cuando el volumen de arena transportado se mantiene atrapado en alguno de los equipos es necesario realizar una limpieza para que el pozo produzca eficientemente.
  
- ❁ **Acumulación en el Fondo.** En este caso a diferencia del anterior el flujo de fluidos no posee la suficiente velocidad como para transportar arena hasta la superficie, y por lo tanto esta queda atrapada en la tubería de producción o simplemente cae y se acumula en el interior de la tubería de revestimiento, esto puede traer como consecuencia el taponamiento del intervalo productor y por ende la disminución de la tasa de producción.
  
- ❁ **Colapso de la Formación.** Si este proceso de arrastre de arena ocurre por largo tiempo y a una velocidad elevada, es posible que se desarrolle un vacío detrás de la tubería de revestimiento que a medida que se produzca más cantidad de arena irá en aumento, y la lutita suprayacente o la arena de formación que se encuentra por encima de dicho vacío podría colapsar hacia el, debido a la falta de material que proporcione soporte.

#### 4.6. Mecanismos que Permiten Determinar la Necesidad de Aplicar Métodos de Control de Arena

Cuando se perfora un pozo en una zona donde existe muy poca información o donde las características del yacimiento varían con respecto a las de otras zonas que han sido

explotadas anteriormente se hace mayor la dificultad de determinar si es necesario implantar un mecanismo de control de arena; es importante resaltar que aunque las propiedades del yacimiento y la formación sean prácticamente idénticas las condiciones operativas y los riesgos podrían exigir la utilización de estrategias distintas.

En la mayoría de los casos el procedimiento a seguir es definir la dureza de la roca de la formación; como la resistencia a la compresión de la roca y el diferencial de caída de presión (drawdown) se expresan en las mismas unidades ambos parámetros se pueden comparar para establecer los límites de drawdown para cada uno de los pozos. Se puede utilizar también la porosidad de la formación para determinar si es necesario aplicar un mecanismo de control, si la porosidad es mayor a 30% existe mayor probabilidad de que se requiera control de arena; y si la porosidad es menor a 20% las probabilidades son menores; lo que trae incertidumbre es el intervalo entre 20% y 30%. Intuitivamente, se asocia la porosidad al grado de cementación existente en una formación, por lo que las razones que justifican la utilización de esta técnica son comprensibles

#### **4.7. Técnicas Utilizadas para el Control de Arena**

Para la escogencia del método óptimo de control de arena es necesario tomar en cuenta varios factores tanto del tipo económico como operativo además de condiciones características del campo de trabajo; según esto los métodos comúnmente utilizados son:

##### **4.7.1. Variación de la Tasa de Flujo**

Esta técnica de control de arena se basa principalmente en la reducción de la velocidad en el área cercana a la boca del pozo, específicamente en la cara de la arena a través de la restricción de las tasas de flujo, disminuyendo la caída de presión en la cara de la formación. Esto se logra aumentando y reduciendo la tasa de flujo hasta que la producción de arena sea operativamente manejable, es por ello que esta es una técnica de ensayo y error que tiene su principio en la

formación de arcos estables de arena de manera repetida, a medida que cambian la presión del yacimiento, la tasa de flujo y el corte de agua. Así mismo esta técnica también ofrece desventajas tales como que la tasa requerida para mantener un arco estable en la formación suele ser menor al potencial de flujo del pozo y esto representa una pérdida significativa desde el punto de vista de la productividad.

#### 4.7.2. Completaciones Selectivas

Aquí el principio consiste en cañonear aquella sección de la formación productora que posea mayor resistencia a la compresión, y así lograr obtener un diferencial de presión mayor que permita velocidades y tasas de producción mucho más elevadas evitando la producción de arena. Estas secciones poseen un mayor grado de cementación, pero una menor permeabilidad, por ende para lograr eficiencia con esta técnica la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical, con el fin de permitir el drenaje del yacimiento. Sin embargo, este método puede limitar la cantidad de zonas que pueden ser perforadas, limitando la producción total del pozo. A continuación se presenta una ilustración de la técnica antes descrita Figura N° 4.3.

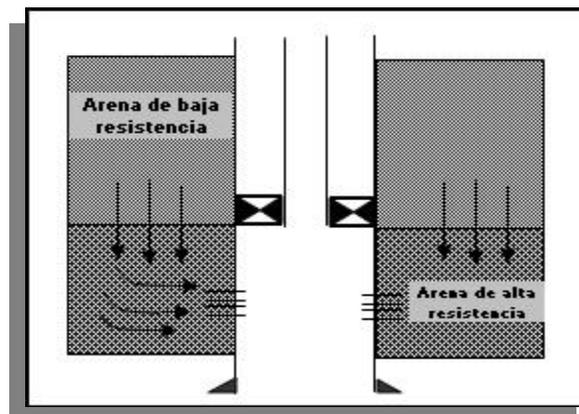


Figura N°4.3. Prácticas de completación selectiva

#### 4.7.3. Consolidación Plástica

El método de consolidación plástica consiste en la inyección de resina a la formación que es poco consolidada por naturaleza para así proporcionarle una cementación a los granos manteniendo suficiente permeabilidad, de ser exitoso el empleo de esta técnica, el aumento de la resistencia a la compresión de la formación será suficiente para soportar las fuerzas de arrastre generadas mientras se continúa produciendo a las tasas deseadas.

“Este proceso consiste en la inyección de resinas plásticas, las cuales se adhieren a los granos de arena de la formación. La resina se endurece y forma una masa consolidada, uniendo los granos de arena”<sup>4</sup>.

#### 4.7.4. Sistema Grava - Resina.

“Este sistema es una combinación del empaque con grava junto con la consolidación plástica. La mayoría de los sistemas grava - resina proporcionan esfuerzos de compresión entre las 2000 y 3000 libras de presión y logran mantener la permeabilidad original en un 80%”<sup>4</sup>.

Presenta ciertas ventajas con respecto a otros métodos como es el caso de que los pozos se encuentren libres de obstrucción, no hayan equipos de fondo (no es necesario operaciones de pesca durante reparaciones o recompletaciones), es más efectivo que la consolidación plástica en intervalos largos o arenas arcillosas y además menos costoso; así mismo presenta desventajas como que todas las perforaciones deben ser cubiertas totalmente para así lograr un empaque consolidado efectivo, requiere mucho tiempo en el taladro, no aplicable en intervalos largos (30') y la aplicación del sistema grava

– resina se encuentra limitado a pozos que sean capaces de aceptar suficiente grava y con temperaturas de formación menores de 250°F.

#### **4.7.5. Grava Recubierta con Resina.**

La técnica de grava recubierta con resina consiste según las especificaciones API en bombear grava de alta permeabilidad recubierta por una capa delgada de resina dentro del pozo hasta llenar completamente las perforaciones y la tubería de revestimiento, luego se procede al endurecimiento de la resina con la temperatura existente en el fondo del pozo y a través de la inyección de vapor con un catalizador para así formar un empaque consolidado, posterior al endurecimiento se ha ganado resistencia a la compresión y la arena consolidada del empaque con grava colocada en la tubería de revestimiento puede ser extraída dejando las perforaciones llenas con la arena consolidada de alta permeabilidad. En las perforaciones, por lo tanto quedan unos tapones de grava que cumplen la función de filtro permeable y proporcionan un medio para el control de arena cuando se efectúan trabajos de inyección y la producción misma.

#### **4.7.6. Forros Ranurados y/o Rejillas.**

Este tipo de forros o liners es uno de los métodos que representa la forma más simple de restringir la producción de arena en pozos horizontales tomando en cuenta el grado de consolidación de la arena productora, este tipo de forro cumple la función de filtros de superficie entre la formación y el pozo, y esto se logra mediante la selección del ancho de las ranuras o aperturas para el flujo (calibre). Esta técnica debe utilizarse solo para casos donde la arena sea limpia y bien consolidada y además con un tamaño de grano grande, ya que de no ser así el forro finalmente se taponará.

Para el diseño de la ranuras del forro ranurado existen varios criterios de selección en los que se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo, es obvio que para que los puentes se formen es necesario que exista suficiente concentración de arena de formación que trate de penetrar el liner simultáneamente. Esta técnica también tiene desventajas como es el caso de la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo, también se puede presentar el caso de que se rompa el puente debido a su inestabilidad cuando ocurren variaciones en las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo.

#### 4.7.7. Rejillas Preempacadas

Las rejillas preempacadas cumplen la función de un filtro de dos etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. Este medio filtrante que generalmente es grava evita que los granos pasen desde la formación, es decir actúa como puente, la envoltura externa de la rejilla filtra los granos más grandes. Esta técnica es utilizada en situaciones donde el empaque con grava es ineficiente como es el caso de pozos altamente desviados, largas formaciones heterogéneas y pozos horizontales

Las rejillas preempacadas se clasifican en tres tipos que son las que se explican a continuación:

- ❁ **La Rejilla Doble** consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.

- ❁ **La Rejilla Preempacada Sencilla** posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.
- ❁ **La Rejilla Slim-Pak** es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina, esta rejilla se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la rejilla y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base. A continuación se presentan en la Figura N° 4.4 los tres tipos de rejillas preempacadas descritos anteriormente.



Figura N° 4.4 Tipos de Rejillas Preempacadas

#### 4.7.8. Rejillas con Empaques con Grava.

Es uno de los métodos más comunes de control de arena utilizado en arenas poco consolidadas tanto en pozos verticales como desviados, estas rejillas empaçadas con grava cumplen la función de filtros de fondo entre la formación y la rejilla, evitando la invasión de arena de la formación y consisten

en la colocación de grava previamente seleccionada que cumpla la función de tamiz o filtro que es sostenida por la rejilla. El tamaño de la grava debe ser cuidadosamente seleccionada de tal manera que la arena de la formación se puentee con poco o ningún movimiento de la arena dentro del empaque de grava.

Dependiendo de las características del pozo como profundidad, presión de formación, etc, es la escogencia de la técnica más adecuada para colocar la rejilla y el liner frente a las perforaciones y controlar la colocación de grava; esta grava situada en las perforaciones y en el anular entre el liner y el revestimiento cumple la función de filtro de arena de formación, mientras que la función de la rejilla o liner es de filtro de la arena del empaque con grava. A pesar de ser el método más exitoso tiene una desventaja, ya que se requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completación, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales; la pérdida de fluidos durante la completación podría causar daño a la formación, puede producir erosión / corrosión de la rejilla o "liner" debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado con grava.

#### 4.7.9. Frac Pack

“La técnica Frac Pack se utilizó desde 1970 y consiste en una combinación de las técnicas de fracturamiento y empaque con grava. El forzamiento arena - petróleo (*Sand-oil-squeeze*, SOS) también puede ser visto como un precursor de la tecnología de *FracPack*”<sup>4</sup>.

Para un diseño eficiente de un *FracPack* se requiere el conocimiento de diversos objetivos como lo son: disminuir la velocidad de flujo en el área de la cara de la formación, reducir el daño en las cercanías del pozo, generar un perfil de inyección uniforme, aumentar el índice de productividad y reducir las

pérdidas de fluidos de completación de alta densidad, que sean costosos y potencialmente dañinos.

A continuación se detallan las condiciones que harían a un pozo adecuado para un tratamiento de *Frac pack*:

- ✿ Formación que falla debido al derrumbamiento del poro.
- ✿ Formaciones que tienden a tener problemas de conificación de agua.
- ✿ Formación que falla debido a la alta caída de presión, desarrollada en un área cercana a la boca del pozo.
- ✿ Formaciones pobremente consolidadas que exhiben daño a la formación por los fluidos de perforación / completación.
- ✿ Formación con historia de producción de arena.
- ✿ Pozos empacados con grava que han perdido productividad.
- ✿ Formaciones que están sobre presurizadas resultando la arena pobremente consolidada.

Lista de factores que afectan a la aplicación del *Frac-Pack*:

- ✿ Bajo contraste de esfuerzos de capas confinadas puede resultar un crecimiento alto de la fractura.
- ✿ El estado del trabajo de cementación, la calidad de la adherencia debe ser examinada para posible comunicación.

- ❁ Las localizaciones del contacto agua/petróleo y gas/petróleo deben ser consideradas al tratar una zona específica.
- ❁ El estado mecánico del pozo, si la completación resiste los esfuerzos a los que va a ser sometidos.

#### 4.7.10. Forzamiento Arena con Petróleo

El forzamiento arena con petróleo (F.A.P.) es una técnica que basa su principio en el control de arena y la remoción del daño de la formación, este proporciona una capa protectora de grava de mayor espesor en las inmediaciones del pozo que actúa como una extensión del empaque con grava, su principal meta es la restauración de la arena producida proveniente de la matriz y al incorporar una capa adicional se evita el desplazamiento de finos hacia los orificios cañoneados. Este tipo de empaque es aplicable tanto a pozos viejos que han tenido una gran producción de arena, como a pozos nuevos completados en formaciones con arenas pobremente consolidadas.

#### 4.8. Origen de la Producción de Agua

Controlar la producción de agua implica un gran desafío tanto para los ingenieros de yacimientos como para los de reacondicionamiento de pozos; la clave radica en definir el origen de la producción de agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo, es por esto que se hace necesario el estudio de las condiciones que originan este tipo de problemática ya que en el Área Mayor de Socororo es frecuente conseguirla. El agua que se produce junto con el petróleo puede ser considerada beneficiosa o perjudicial y además tiene diferentes orígenes, según esto podemos distinguir tres tipos que son los siguientes:

- ❁ **Agua Buena**: Esta es el agua que se produce en el pozo a una tasa que no supera el límite económico de la relación agua – petróleo permitida; es inevitable su producción ya que está ligada íntimamente con la producción de

petróleo y por lo tanto al tratar de erradicarla se perderían reservas. Como el agua buena por definición se produce conjuntamente con el petróleo sería positivo tratar de maximizar su producción, pero también para reducir costos, la misma debiera ser eliminada al momento de su producción.

❁ **Agua Mala:** Es la que se produce en el hoyo, cuando en este no existe producción de petróleo, o cuando la producción de agua supera el límite económico de la relación agua – petróleo, es decir cuando la producción de petróleo no es significativa con respecto al costo asociado por la producción de agua.

❁ **Agua de Barrido:** se puede definir como la proveniente de un acuífero activo o de un pozo inyector que contribuyen al barrido de petróleo en un yacimiento. El agua de barrido juega un papel determinante en el manejo de un yacimiento, porque de esta dependen tanto la productividad de los pozos como las reservas finales.

#### 4.9. Condiciones que Originan la Producción en Exceso de Agua

A través de la vida productiva de un pozo es común conseguir problemas asociados a la producción en exceso de agua y es de suma importancia conocer cual es el origen de estos problemas para aplicar una metodología eficiente que los controle. Estos problemas pueden ser clasificados según si son relativos al yacimiento o a las inmediaciones del pozo:

##### 4.9.1. Problemas Relativos al Yacimiento:

Generalmente este tipo de problemática trae como consecuencia que el agua llegue al pozo sin haber barrido un volumen adecuado de petróleo, a continuación se explican los problemas más comunes relacionados con el yacimiento:

- ✿ **Canalización:** La canalización ocurre cuando a través de canales de alta permeabilidad los fluidos que se están produciendo irrumpen de forma prematura en el pozo dejando atrás fluidos que se encuentran atrapados en zonas de permeabilidades bajas; esto trae como consecuencia que a medida que se desplazan los fluidos de zonas de alta permeabilidad, la misma va aumentando esto genera un aumento en la relación agua – petróleo o gas – petróleo.

En pozos horizontales también es posible que se presente este tipo de problema, ya que estos pueden atravesar zonas de diferentes permeabilidades y distintas presiones lo cual trae como resultado un barrido areal deficiente; es posible que a causa de la proximidad horizontal entre el pozo y el frente de agua esta invada solo una parte del mismo.

Para detectar este tipo de problemas es necesario valerse de ciertas herramientas que corroboren la existencia de canales, estas herramientas son las siguientes:

- ✿ Una descripción y monitoreo del yacimiento junto con un modelo estático que estimen los fluidos existentes en las formaciones, y además con la información disponible a partir de la descripción del yacimiento es posible generar modelos más reales de las formaciones y simular el movimiento de los fluidos en el yacimiento.
- ✿ Utilizar pruebas de pulso e interferencia, sísmica pozo a pozo y trazadores tanto químicos como radioactivos que permitan identificar la capacidad de flujo del canal y la comunicación que pueda existir entre pozos.

- ❁ **Conificación:** Esta ocurre en pozos verticales y en el caso de pozos horizontales se da la formación de crestas esto se debe a la reducción de la presión cerca de la zona de completación del pozo; la conificación como su nombre lo indica es una superficie en forma de cono que toma el contacto agua – petróleo alrededor del pozo, esta superficie se forma cuando la zona productora de petróleo se localiza en una arena cuyo fondo es agua y debido a la alta tasa de producción en el pozo o al empuje hidrostático que se genera en el fondo el contacto agua – petróleo va avanzando desde el fondo del pozo formando así la superficie cónica antes mencionada, la conificación implica un movimiento vertical ascendente del contacto agua – petróleo, y además se infiere la existencia de un acuífero por debajo de la zona productora.

Para determinar el lugar de entrada del agua se pueden correr registros de densidad de fluidos y además tomar pruebas adicionales de pozo para identificar la invasión de agua, otra opción es colocar una capa de gel de gran volumen por encima del contacto agua – petróleo que ocasione una reducción significativa en la RAP, esta técnica no es una de las más recomendables, ya que necesita grandes volúmenes de gel para obtener buenos resultados.

- ❁ **Adedamiento:** Este fenómeno ocurre cuando razones de movilidad desfavorables ( $>1$ ) inducen al fluido desplazante más móvil a dejar rezagadas grandes acumulaciones de petróleo y adedarse, ya sea por mecanismos de recuperación primaria o secundaria; cuando ha ocurrido la irrupción la probabilidad de que se produzca petróleo adicional es muy baja. La utilización de agentes modificadores de la movilidad tales como espumas de alta propagación y polímeros pueden resolver estos problemas.

#### 4.9.2. Problemas Relativos al Pozo y sus Adyacencias

Por lo general el flujo proveniente de las adyacencias del pozo es la causa más crítica, sin embargo como está relacionado con la completación del pozo permite más oportunidades para su tratamiento; esta problemática puede ser provocada por diversos factores que a continuación se explican:

- ❁ **Canalización Detrás del Revestidor:** Detrás del revestidor después de que este ha sido completado o después de ser sometido a una estimulación pueden desarrollarse canales que son los causantes de una repentina producción de agua; los canales que se forman entre el espacio anular-revestimiento-formación son probablemente el resultado de una pobre adherencia entre el cemento y el revestimiento o entre el cemento y la formación o también pueden deberse a el vacío que se crea detrás del revestimiento al producirse una arena.
- ❁ **Filtraciones en el Revestimiento:** Si en el revestimiento, las empaaduras o la tubería de producción existen filtraciones es posible que ingrese agua o gas provenientes de zonas que no producen petróleo. Para poder distinguir el tipo de fluido que se está filtrando en el pozo es necesario correr registros como el de temperatura, densidad de fluido y medidor de fluido (flowmeter) de forma individual o en conjunto y para ubicar fracturas, grietas o deformaciones se toman registros de evaluación de revestidor.
- ❁ **Completaciones de Pozos Cerca de Zonas de Agua o Gas:** Cuando se completa un pozo en una zona que contenga un fluido no deseado de forma inmediata existe una producción del mismo, si las perforaciones se encuentran ubicadas bien sea por debajo del contacto gas - petróleo o por encima del contacto agua – petróleo es irremediable la conificación o cresta, lo cual se traduce en la producción de estos fluido no deseados.

Para poder ubicar las zonas de agua se necesitan registros de resistividad y porosidad; y a partir de la reinterpretación de la data de núcleos, registros a hueco abierto y los reportes diarios de perforación se puede determinar el punto límite en donde el agua es movable.

- ✿ **Flujo de Petróleo Reducido Debido a Daños de la Formación:** Al existir daño en la formación esto trae como consecuencia una caída abrupta de la presión lo cual puede provocar que el agua invada el intervalo productor de otra zona, cuando esto ocurre la producción de agua se puede minimizar reduciendo el diferencial de presión en las perforaciones o a través de la estimulación del intervalo productor; para que la estimulación resulte exitosa debe efectuarse lejos de la zona de agua porque de lo contrario sería perjudicial.

**5. MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL****CAPÍTULO V**

Muchos de los yacimientos del AMS se encuentran saturados y necesitan de una fuente de energía adicional para ser producidos. Históricamente se han presentado muchas fallas al momento de la selección del método de levantamiento artificial en el AMS, es por esto que a continuación se presentaran los principales métodos de levantamiento artificial.

**5.1. Principales Métodos de Levantamiento Artificial**

La condición ideal de flujo de un pozo es Flujo Natural, pero cuando la energía del yacimiento se agota es necesario recurrir a métodos artificiales, esta selección depende tanto de las características del yacimiento como de los intervalos a producir; los métodos más comunes de levantamiento artificial son:

- ❁ Bombeo Mecánico
- ❁ Levantamiento Artificial por Gas Lift
- ❁ Bombeo Electrosumergible

**5.1.1. Bombeo Mecánico**

Este es uno de los sistemas más utilizados a nivel mundial, y su aplicación comienza en Estados Unidos en el año 1859 en el mismo momento en que se da la apertura de la industria petrolera moderna.

Este método tiene como principio una bomba de subsuelo de acción reciprocante que tiene como fuente de energía la sarta de cabillas; esta a su vez

proviene de un motor eléctrico o de combustión interna que tiene como función movilizar la unidad de superficie a través del sistema de engranaje y correas.

El Bombeo Mecánico es un método relativamente eficiente; las unidades que lo componen pueden funcionar bajo condiciones extremas de temperatura y con un mínimo de atención. En la Figura N° 5.1 se observa este sistema de levantamiento artificial (El 60% de los pozos productores en Venezuela producen por este tipo de sistema).

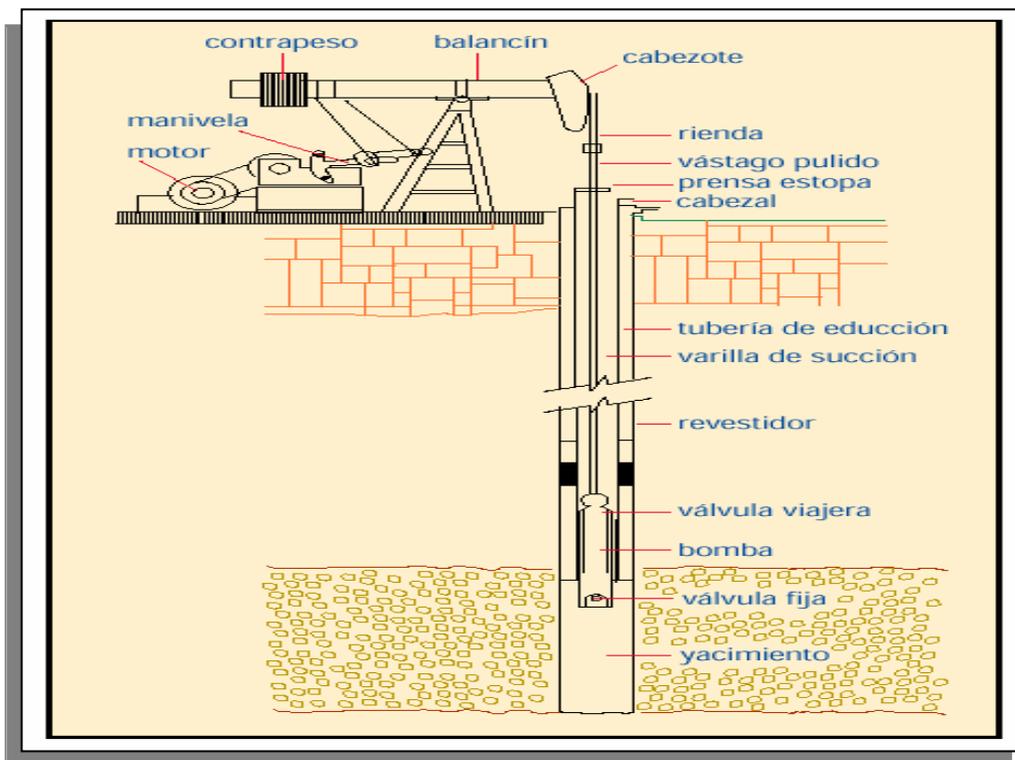


Figura N° 5.1. Bombeo Mecánico.

#### 5.1.1.1. Principales Componentes del Sistema

A continuación se presentan de forma esquematizada los principales componentes de este sistema en la Figura N° 5.2:

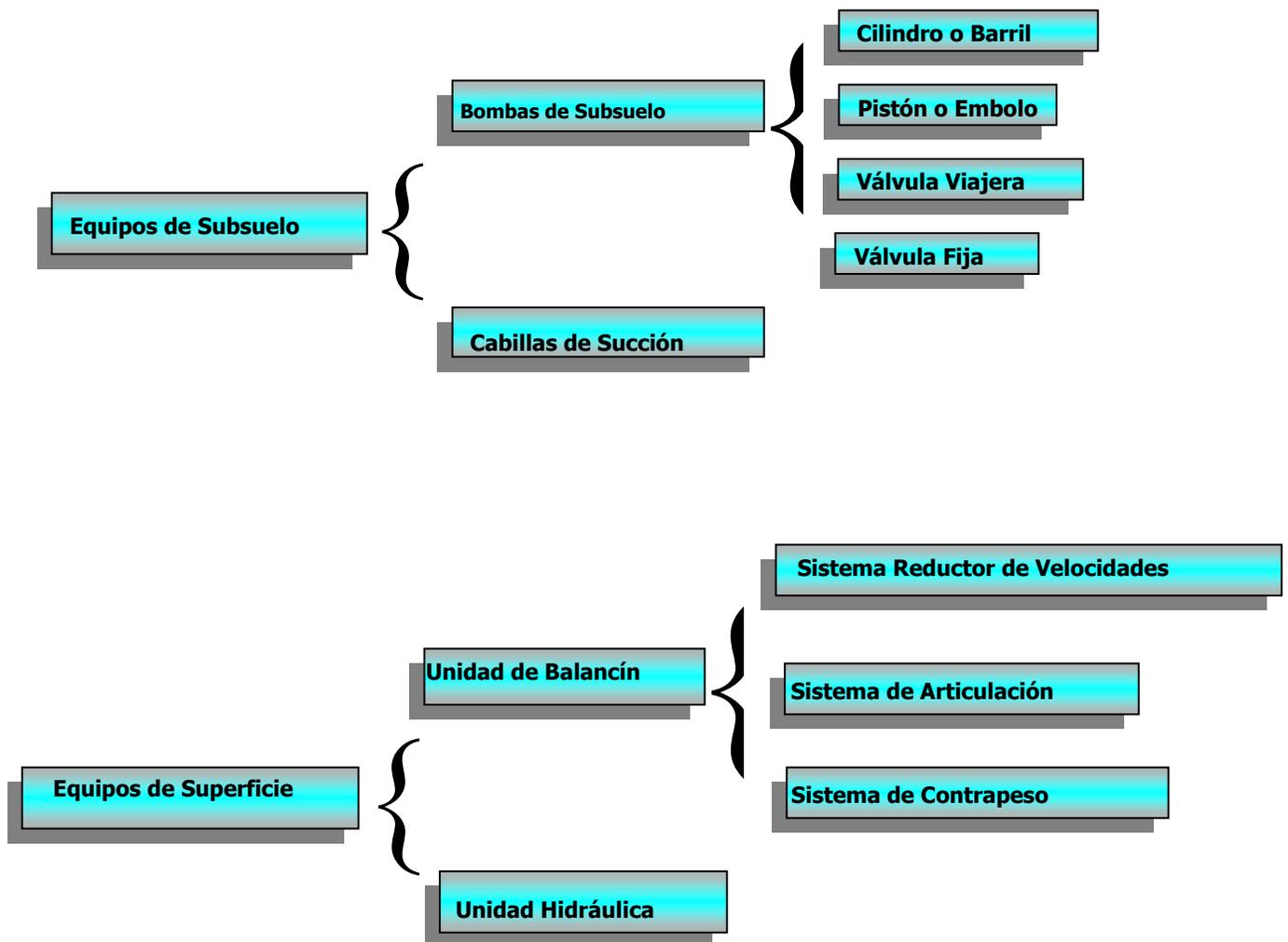


Figura N° 5.2 Esquema de los principales componentes del Bombeo Mecánico.

#### 5.1.1.2. Equipos de Subsuelo

- \* **Bombas de Subsuelo:** Es uno de los principales componentes del sistema y consiste en una bomba de desplazamiento positivo tipo pistón que funciona por diferenciales de presión desde la superficie hasta la profundidad de su instalación; estos diferenciales se logran a través de bolas y asientos que permiten tanto el paso como el sello de fluidos en círculos periódicos sincronizados.

### Principales Elementos de una Bomba de Subsuelo

- ✿ **Cilindro o Barril:** Es el que contiene los fluidos a bombear desde la formación; esta constituido por un material de mayor dureza que el pistón y es la pieza por donde se mueve el pistón cuando realiza sus recorridos ascendentes y descendentes; por esto debe ser lo suficientemente extenso para adaptarse a la carrera del pistón.
- ✿ **Embolo o Pistón:** Es la parte móvil de la bomba y como se mencionó anteriormente es el que realiza los movimientos ascendentes y descendentes; en el se encuentra situada la válvula viajera; en la mayoría de los casos es cromado para incrementar la resistencia a la abrasión.
- ✿ **Válvula Viajera:** Es aquella que controla la entrada de fluidos de la bomba al interior del pistón y está regulada por las diferencias de fuerza sobre ella y por debajo de la misma.
- ✿ **Válvula Fija:** Es la que permite el paso de fluidos desde la formación hacia el interior de la bomba.

### Clasificación de las Bombas de Subsuelo

- ✿ **Bombas de Tubería:** Son las que van enroscadas al extremo de la tubería de producción; en la mayoría de los casos este tipo de bombas se instalan en pozos con altas tasas de producción, con bajas profundidades (4500 pies) y cuando las condiciones de producción no son severas; es decir pocas

cantidades de fluidos abrasivos y corrosivos y baja producción de gas.

- ✿ **Bombas Insertables o de Cabillas:** Son las que se instalan con equipos de guaya fina y se asientan a la profundidad deseada del eductor; se aplican en pozos de baja productividad y altas profundidades (aproximadamente 7000 pies). Su remoción y reparación es más económica que las de las bombas de tubería; para asentarlas en la tubería se utiliza un sistema mecánico a presión y se pueden anclar por el tope, el fondo o en ambos extremos de la bomba.
  
- ✿ **Bombas de Revestidor:** Son las que se colocan en el extremo del revestidor y tienen como principal característica que permiten utilizar el revestimiento como tubería de producción; por ende se pueden utilizar mayores diámetros para mayores volúmenes de producción.
  
- ✿ **Cabillas de Succión:** Son las que sirven de enlace entre la bomba de subsuelo y la unidad de bombeo instalada en superficie; la primera cabilla que conforma el sistema es la barra pulida y esta opera con una empaadura de goma denominada prensa – estopa; esta empaadura tiene la función de evitar que el petróleo se derrame por la acción del movimiento de la barra pulida.

Para seleccionar la cabilla apropiada es necesario guiarse por el criterio de escoger la más liviana entre los diferentes tipos de cabillas que cumplan de forma efectiva con el trabajo en un tamaño específico de tubería; todo esto de forma de disminuir los esfuerzos sobre la unidad de bombeo.

### 5.1.1.3. Equipos de Superficie

Son los encargados de transmitir la energía desde la superficie hasta el fondo del pozo que es el sitio en el cual esta ubicada la bomba de subsuelo con la finalidad de desplazar los fluidos hasta la superficie.

- ✿ **Unidad de Balancín:** Este equipo tiene como función principal transmitir el movimiento recíprocante con la finalidad de accionar la sarta de cabillas y en consecuencia la bomba de subsuelo; la velocidad del balancín depende tanto de las revoluciones por minuto de la máquina motriz como de la longitud de la carrera y del contrapeso que actúa frente a las cargas de las cabillas y el fluido del pozo.

#### Principales Elementos de un Balancín

- ✿ **Sistema Reductor de Velocidades:** Tiene como finalidad transformar la energía del momento rotacional sometido a altas velocidades del motor primario en energía del momento rotacional de baja velocidad.
- ✿ **Sistema de Articulación:** Se utiliza para trasladar el movimiento rotatorio primario a movimiento recíprocante, esto se logra a través de la manivela - biela - viga – balancín.
- ✿ **Sistema de Contrapeso:** Tiene por objeto proporcionar una distribución equilibrada de las cargas durante el ascenso y descenso con la finalidad de disminuir el momento máximo rotacional y la potencia máxima efectiva.

**Funcionamiento del Equipo:** El balancín da un movimiento vertical a las cabillas que mueven el pistón de la bomba conectado a la tubería de producción. El pistón tiene una válvula que se mueve con él (viajera) y el cilindro otra que es fija. Al levantar el pistón se abre la válvula fija permitiendo la entrada del petróleo a la bomba; al bajar el pistón se cierra la válvula de asiento o fija y se abre la viajera, haciendo que el líquido pase a la tubería de producción por encima del pistón.

#### 5.1.1.4. Ventajas y Desventajas del Sistema de Bombeo Mecánico

##### **Ventajas:**

- ✿ Las unidades de bombeo pueden ser instaladas con facilidad en otros pozos con un mínimo costo.
- ✿ Posee un sistema eficiente, simple y fácil de operar para el personal de campo
- ✿ El diseño es poco complejo y confiable por años.
- ✿ Es aplicable a completaciones sencillas y múltiples
- ✿ Permite bombear un pozo a presiones sumamente bajas dependiendo de la profundidad a la cual se encuentra y la tasa a la cual produce.
- ✿ Puede realizar levantamientos de crudos a altas temperaturas y también de fluidos viscosos.
- ✿ Su fuente de energía puede ser gas o electricidad.

- ✿ El sistema esta disponible en el mercado en diferentes diámetros.
- ✿ Este tipo de método de levantamiento permite la utilización de equipos detectores de fallas.

#### **Desventajas:**

- ✿ Presenta problemas de fricción en pozos desviados.
- ✿ Genera problemas en localidades urbanas.
- ✿ Se dificulta la alta producción de sólidos.
- ✿ En el caso de operaciones costa afuera no es recomendable su utilización, ya que es pesado y voluminoso.
- ✿ Presenta limitaciones en cuanto a la profundidad, debido a la capacidad de las cabillas.
- ✿ Es susceptible a problemas de parafinas.
- ✿ Presenta la problemática de que la tubería no puede ser revestida internamente por problemas de corrosión.

#### **5.1.1.5. Clasificación de los Tipos de Balancín.**

- ✿ **Balancines Convencionales:** Son los que están compuestos por un reductor de velocidad o engranaje localizado en su parte posterior y un punto de apoyo situado en la mitad de la viga.

- ❁ **Balancines de Geometría Avanzada:** Este tipo de balancín esta constituido por un reductor de velocidad que se ubica en la parte superior delantera y un punto de apoyo localizado en la parte posterior de su estructura.

### 5.1.2. Levantamiento Artificial por Gas Lift (LAG)

Consiste en inyectar al pozo de forma continua o intermitente gas, con la finalidad de lograr una reducción del gradiente natural de flujo del líquido de producción dentro del pozo, y de esta manera disminuir el componente hidrostático del diferencial de presión desde el fondo hasta el cabezal del pozo. El propósito es el de llevar los fluidos hasta la superficie a cierta presión de cabezal mientras se mantiene la presión de fondo fluyente a un valor suficientemente pequeño para proveer buena fuerza de influjo desde el yacimiento. Esta contrapresión no deberá violar restricciones de control de arena ni de conificación de gas y/o agua.

A la hora de realizar el diseño para un Levantamiento Artificial por Gas Lift es necesario tomar en cuenta ciertos puntos como las cantidades de inyección de gas dentro del pozo, ya que las mismas pueden afectar las facilidades de separación en la superficie; otro punto importante es la Relación Gas – Líquido, ya que existe un límite por encima del cual el diferencial de presión dentro del pozo comienza a aumentar a causa de la disminución de la presión hidrostática que será compensada por el incremento en la presión de fricción.

En la Figura N° 5.3 se ilustra el método de levantamiento artificial por gas lift.

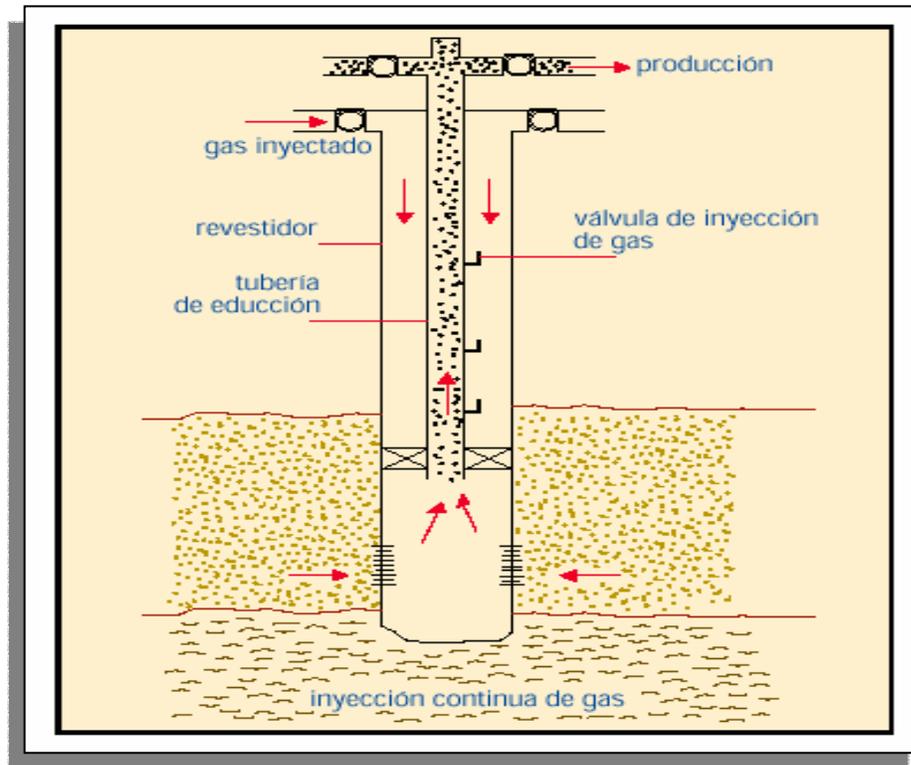


Figura N° 5.3. Levantamiento Artificial por Gas lift.

#### 5.1.2.1. Equipos de Subsuelo

- ❁ **Mandriles:** En una completación para LAG los mandriles forman parte de la sarta de producción; este es el lugar en el cual se instalan las válvulas y pueden ser de dos tipos, convencionales que son las que se enroscan a la tubería de producción y a su vez las válvulas se enroscan de la parte externa del mandril, para su instalación es necesario sacar la sarta de producción y los mandriles de bolsillo que son aquellos en los que las válvulas van colocadas en un receptáculo o bolsillo en el interior del mandril, para recuperar las válvulas no es necesario sacar la sarta sino con equipos de guaya fina.
- ❁ **Válvulas de Gas Lift:** Son el componente fundamental del sistema; su funcionamiento es similar al de un regulador de presión de fondo; el

resorte del que ambos están compuestos ejerce una fuerza sobre el vástago con la punta de pelota obligando que este se apoye sobre el asiento de la válvula, cerrando la misma. Las válvulas están compuestas por los siguientes elementos: asientos, vástagos, mecanismos de control de flujo, conductos para la inyección de gas a presión, empaaduras, mecanismos que permitan realizar labores de pesca y su asentamiento.

#### 5.1.2.2. Tipos de Levantamiento Artificial por Gas Lift

- ❁ **Levantamiento de Gas Continuo:** sistema en el cual un volumen continuo de gas a alta presión es introducido dentro de la tubería de producción de forma ininterrumpida con la finalidad de aligerar la columna de fluido y aumentar la relación Gas – Líquido.
- ❁ **Levantamiento de Gas Intermitente:** sistema donde el gas es inyectado a intervalos de forma cíclica, aquí el gas empuja la columna de fluido produciendo el crudo en forma de tapones de líquido, este sistema se usa en pozos pobres o de poca capacidad de producción. En estos casos el pozo produce por cabezadas.

#### 5.1.2.3. Clasificación de las Válvulas de LAG de acuerdo a su Aplicación

##### Según la Presión de Operación:

- ❁ **Válvulas Operadas por Presión de Inyección:** La válvula se encuentra ubicada entre dos presiones de apertura referidas; en el caso que la presión de inyección entre en contacto con el fuelle la válvula que opera es la de inyección.

- ✿ **Válvulas Operadas por Presión de los Fluidos de Producción:** A diferencia del caso anterior la presión que esta en contacto con el fuelle es la de los fluidos producidos.

#### Según el Tipo de LAG que se Utilice

- ✿ **Válvulas para Flujo Continuo:** Posee un asiento que permite el paso continuo que se requiere inyectar; el volumen de gas es controlado desde la superficie.
- ✿ **Válvulas para Flujo Intermitente:** Tienen la capacidad de abrirse totalmente durante la inyección y cerrarse de manera violenta después de la misma; este tipo de válvulas poseen un orificio de mayor tamaño que el de las válvulas de flujo continuo.

#### 5.1.2.4. Ventajas y Desventajas del Sistema de LAG

##### Ventajas:

- ✿ Es capaz de manejar grandes volúmenes de sólidos con muy poco problema.
- ✿ Posee la facilidad de convertir el método de continuo a intermitente.
- ✿ No generan problemas en localidades urbanas.
- ✿ La descarga de gas de los pozos no constituye un problema.
- ✿ La fuente generadora de energía puede estar ubicada lejos.

- ✿ Es aplicable a completaciones desviadas.
- ✿ En instalaciones costa afuera se puede aplicar.

#### **Desventajas:**

- ✿ Una de las principales limitantes es que la falta de disponibilidad de gas para el levantamiento.
- ✿ Presenta dificultades en crudos viscosos y emulsiones.
- ✿ En campos pequeños no es rentable económicamente.
- ✿ No puede producir de forma eficiente en pozos profundos hasta la presión de abandono.
- ✿ En líneas de superficie sucias presenta problemas.

#### **5.1.3. Bombeo Electrosurgible**

Es un sistema de levantamiento muy recomendable en yacimientos donde prevalece como mecanismo principal de producción el empuje hidráulico; tiene como principio una bomba centrífuga de múltiples etapas, en la cual a medida que se completa una etapa el fluido es bombeado a mayor velocidad.

Por lo general el uso de este tipo de sistema se asocia a pozos que producen altos cortes de agua; y también en crudos pesados (9 API) y crudos livianos (26 – 49).

### 5.1.3.1. Ventajas y Desventajas del Sistema de Bombeo Electrosumergible

#### **Ventajas:**

- ✿ Está en la capacidad de extraer volúmenes extremadamente altos (20000 BN/D) en pozos someros con revestimientos grandes.
- ✿ Es de fácil operación.
- ✿ Aplicable en instalaciones costa afuera.
- ✿ No genera problemas en las localidades urbanas.
- ✿ Bajos costos de levantamiento para volúmenes considerables de flujo.
- ✿ Está disponible en varios tamaños.

#### **Desventajas:**

- ✿ La única fuente de energía es la eléctrica.
- ✿ Necesita grandes volúmenes.
- ✿ Solo se ha probado hasta profundidades de 12000 pies.
- ✿ Genera problemas con la producción de gas y sólidos.

- ✿ En pozos con poco volumen de producción y muy profundos no es práctico.
- ✿ El diámetro del revestimiento es una de las limitantes.
- ✿ Requiere más tiempo que otros métodos para corregir sus fallas, porque la unidad esta instalada en el subsuelo.

## 5.2. Factores que Influyen en la Selección del Método de Levantamiento

Frecuentemente los ingenieros de petróleo tienen la tarea de seleccionar el método más eficiente de levantamiento artificial, y para esto es necesario evaluar distintos factores que conduzcan a tomar una decisión definitiva; a continuación se explican los parámetros que influyen en la selección de estos métodos:

### 5.2.1. Parámetros Cuantitativos

Estos son todos aquellos parámetros cuantificables del yacimiento, del pozo y de los fluidos producidos como por ejemplo presión estática del yacimiento, diámetros de tuberías, profundidad, tasa de producción, etc.

#### 5.2.1.1. Presión Estática del Yacimiento

Si la presión estática del yacimiento es tan baja que impide levantar los fluidos del pozo por ciertos métodos es necesario recurrir al levantamiento artificial por gas lift intermitente con cámara de acumulación, ya que permite mayor almacenamiento de líquido en el fondo del pozo; el método de bombeo mecánico no depende de forma directa de la presión estática del yacimiento pero cuando esta declina la producción del pozo también lo hace.

### 5.2.1.2. Diámetro del Revestimiento

Este parámetro tiene influencia de acuerdo con el método que se aplique en factores como la tasa de producción, pérdidas por fricción, facilidades de bajar los equipos de fondo, etc.

En el caso de bombeo electrosumergible es una gran limitante ya que depende del tamaño del motor y de la bomba; como se mencionó anteriormente el método es aplicable para la producción de grandes caudales y por lo tanto a medida que aumenta la tasa las dimensiones de la bomba son mucho mayores.

Para bombeo mecánico cuando el diámetro del revestimiento es pequeño puede dificultar la separación de gas libre por esto es necesario mayores diámetros; en el caso de producir altas tasas con bombas compuestas por grandes pistones de igual manera se requieren mayores diámetros. Cuando el método es LAG el diámetro no es ningún problema siempre que se produzca lo estipulado.

### 5.2.1.3. Diámetro del Eductor

Al igual que el diámetro del revestimiento el diámetro del eductor afecta varios factores como tasa de producción, el tamaño de las bombas y los motores de fondo, el origen de las pérdidas por fricción, etc.

Para bombeo electrosumergible el diámetro de la tubería de producción, la tasa de producción deseada y el tamaño de la bomba son parámetros directamente dependientes ya que para producir un mayor caudal se requiere una bomba de mayor tamaño y por ende mayor diámetro de tubería de producción; en el caso de que la tubería ya se encuentre instalada en el pozo es

esta la que determina el tamaño de la bomba y en consecuencia la tasa de producción.

En pozos donde el método sea bombeo mecánico el diámetro de tubería que generalmente se utiliza es de 2 7/8" o más, aunque existen bombas para tuberías de 2 3/8" pero no son las más recomendables ya que las tasas de producción son muy bajas y además generan altas fricciones.

#### **5.2.1.4. Profundidad del Pozo**

En la mayoría de los casos la tasa de producción deseada depende de la profundidad del pozo y en especial en métodos de bombeo, ya que estos dependen de la profundidad de asentamiento de la bomba; existen otros parámetros que dependen de la profundidad del pozo y estos son la temperatura y la gravedad API.

En el caso de bombeo electrosurgible este parámetro representa una gran limitante, ya que la instalación de este tipo de bombas no es eficiente a grandes profundidades debido a que no todos los equipos de subsuelo están diseñados para soportar altas temperaturas y los requerimientos de potencia que esto implica; por ello no es recomendable la instalación de sistemas de bombeo electrosurgible en pozos con profundidades que excedan los 13000 pies.

Con bombeo mecánico el caso es un poco distinto ya que la bomba de subsuelo es capaz de levantar fluidos a grandes profundidades pero las limitaciones radican en parámetros como potencia, longitud de las emboladas, el esfuerzo y la longitud de las cabillas y la fricción. En este sistema es la profundidad quien determina los esfuerzos a los que serán sometidos los equipos de producción durante el ciclo de bombeo, y tomando esto como referencia se seleccionan los materiales que constituyen los equipos; a medida

que aumenta la profundidad los esfuerzos de cedencia de los materiales y la elongación de las cabillas de la bomba sufren incrementos.

El LAG es recomendable instalarlo en pozos someros debido a que a mayores profundidades los requerimientos de presión de inyección, caudal de inyección y compresión del mismo aumentan.

#### **5.2.1.5. Temperatura de Fondo**

La temperatura de fondo afecta principalmente a los equipos de fondo que no están diseñados para soportar altas temperaturas debido a los materiales que los componen; en el caso de bombas electrosumergibles se deterioran los sellos de la bomba, la cubierta de los conductores y se puede originar un corto circuito en alguna de las fases ocasionando daños al motor y a los cables. Es recomendable instalar LAG en pozos con altas temperaturas de fondo, ya que estos no son susceptibles a ser afectados por este parámetro.

#### **5.2.1.6. Gravedad API**

Como se sabe resulta más difícil levantar crudos a medida que su gravedad API es menor debido al aumento de su viscosidad; para sistemas de bombeo mecánico esto genera un problema ya que a medida que el crudo es más viscoso se producen altas pérdidas por fricción, sobrecarga de las cabillas, disminución de la eficiencia de las emboladas, y un aumento del efecto de flotabilidad de las mismas.

En bombas electrosumergibles no se conoce con exactitud el efecto de la viscosidad en el comportamiento de una bomba centrífuga, pero lo que si se conoce es que los fluidos viscosos presentan gran resistencia al flujo; lo que trae como consecuencia un aumento en las pérdidas por fricción en la tubería y

en la energía necesaria para poner en funcionamiento el equipo, lo que se traduce en disminución de la capacidad de levantamiento. El método de LAG continuo e intermitente se aplica para crudos livianos ya que es casi imposible levantar una columna de crudo pesado a través de un tapón de gas.

#### **5.2.1.7. Relación Gas – Líquido de la Formación.**

Los métodos que involucran levantamiento por gas son los más eficientes en el caso de que pasen grandes volúmenes a través del mecanismo, ya que esto genera una disminución de la capacidad de levantamiento de líquido para métodos de bombeo. En estos métodos se originan problemas tanto en la bomba de subsuelo como en las instalaciones de superficie.

Como se mencionó anteriormente los métodos de LAG son los más apropiados en pozos con alta RGL ya que el gas de formación contribuye con el levantamiento de fluidos; es importante resaltar que una RGL excesivamente alta puede generar en métodos de LAG intermitente tiempos de formación de tapón muy largos.

### **5.2.2. Problemas de Producción**

#### **5.2.2.1. Producción de Arena**

La producción de arena trae como consecuencia la erosión de los equipos en cualquier sistema de levantamiento artificial; al existir gran cantidad de arena en el tope de las bombas de subsuelo se pueden presentar problemas al tratar de recuperarlas.

Los equipos de bombeo mecánico no son capaces de manejar más de 0,1% de arena con bombas especiales y las bombas electrosumergibles aceptan

menos de 200 ppm de sólidos; teniendo en cuenta lo antes mencionado es recomendable la instalación de sistemas de LAG para pozos donde exista alta producción de arena.

#### **5.2.2.2. Corrosión**

La corrosión se genera por la presencia de diversos factores como H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> en el fluido que se produce, la oxigenación de metales, por la presencia de salmuera o por la electrólisis entre los metales.

En el bombeo mecánico las cabillas son las que sufren las peores consecuencias, ya que se debilitan por la presencia de H<sub>2</sub>S y cuando se encuentran excesivamente cargadas se acelera el quiebre de las mismas; si el gas inyectado para el LAG es corrosivo debe ser previamente deshidratado.

#### **5.2.2.3. Parafinas y Asfaltenos**

Los pozos que presentan problemas de alta producción de parafinas y asfaltenos generalmente tienen tendencia a que estos sólidos se depositen en el cabezal y en las partes superiores de la tubería de producción en donde la temperatura y la presión son menores lo cual causa contrapresión y puede llegar a taponar completamente el pozo. La ventaja que presenta el bombeo mecánico con respecto a otros métodos es que como las cabillas de succión están en una continua acción de roce esto ayuda a la remoción de sólidos.

#### **5.2.2.4. Escamas**

La acumulación de escamas trae como consecuencia la disminución del diámetro interno de la tubería lo que disminuye la capacidad de flujo; en el LAG la acumulación de escamas puede aumentar a causa de los cambios de

temperatura que se generan a nivel de las válvulas lo cual origina su precipitación; para el caso de bombeo mecánico esta situación se puede prevenir a través de tratamientos con aditivos químicos por el anular para prolongar la vida útil de la bomba y asegurar la capacidad normal de la tubería.

#### **5.2.2.5. Emulsiones**

Por lo general las emulsiones producen grandes pérdidas de presión en la tubería y por eso es necesario recurrir a mayores potenciales debido a que la eficiencia de cualquiera de los métodos de levantamiento se reduce; en el caso de LAG se presentan problemas ya que para poder levantar emulsiones se necesita mayor cantidad de gas a inyectar; una posible solución es adicionar químicos al gas de inyección para reducir las emulsiones.

#### **5.2.2.6. Grado de Desviación del Hoyo**

Este es un factor que tiene gran incidencia a la hora de la selección del método de levantamiento artificial; por ejemplo en el bombeo mecánico aumentan los problemas de carga y deterioro de los equipos; las bombas electrosumergibles se pueden instalar si la bomba corre libremente a través de la tubería; si embargo el LAG es el más recomendado en estos casos ya que las válvulas se pueden reemplazar a través de equipos de guaya fina sin ningún tipo de problema hasta 70° de desviación aunque es necesario tomar en cuenta que en pozos desviados el gradiente bifásico cambia con respecto a pozos verticales.

## 6. METODOLOGÍA

## CAPITULO VI

El Área Mayor de Socororo como muchas áreas petrolíferas en el país no poseen la información disponible en forma organizada y se encuentra parcialmente en formato electrónico, lo cual trae como consecuencia que no se disponga de una base de datos unificada en PetroUCV y de esa forma poder establecer programas de monitoreo de yacimientos. De aquí la necesidad de emplear una herramienta como es el OilField Manager (OFM), que además de poseer parcialmente una base de datos particular de los campos que forman parte del área, posee una excelente capacidad gráfica, permitiendo así desarrollar técnicas de diagnóstico que representen lo más cercano posible a la situación real del campo en estudio de forma rápida y precisa con los datos almacenados en ella. Con este estudio se busca crear una plataforma que funcione como punto de partida para todo diagnóstico en el área, con el fin de optimar el esquema de explotación propuesto, lo que a su vez incrementa el valor agregado de la empresa. Para llevar a cabo este estudio se cumplieron ciertas etapas, las cuales se explican a continuación:

### 6.1. Recopilación de Información

Esta etapa consiste en la ubicación de la información petrofísica, producción, eventos y diagramas de pozos, tomando como base la información suministrada por PetroUCV, la base de datos OPENDOX 32 y estudios realizados previamente por CORPOMENE, contando específicamente con:

#### **PetroUCV:**

- ❁ **Geología y Estructural:** No se dispone de información cargada en la base de datos, solo de mapas realizados.

- ✿ **Petrofísica (Parámetro de Corte o CutOff):** (ES-418,426,428,429,431, 432,433,434,435,436,437,438,439,441,442,443,444,445,446,448,449; SOC-03,04,05).

#### **Pozos:**

- ✿ **Diagramas de Pozos:** (CAC-03,04,05,06,07,08,09,10; CAR-07,08; ES-403, 417,418,419,420,433,434,436,437,438,441,446,448,449,450;SOC03,04,05).
- ✿ **Historia de Pozos:** (CAC-01,02,03,04,05,06,07,08,09,10; CAR-07,08; ES-228,401,402,403,404,406,407,408,413,415,416,417,418,419,420,425,427,428,429,433,434,435,436,437,438,439,441,442,445,446,447,448,449,450; SOC-01,02,03,04,05).
- ✿ **Historia de Producción:** Ya se encontraba cargada en la base de datos.

#### **CORPOMENE:**

- ✿ **Geología y Estructural:** No se dispone de información cargada en la base de datos, solo de mapas realizados.
- ✿ **Informe de Petrofísica:** (CAC-03,04,05,06,07,10; CAR-03,08,09,10,11,12, 15; ES-418,427,428,429,432,433,434,435,436,437,438,439,441,443,445, 446,448, 449; SOC-03,04,05)
- ✿ **Diagramas de Pozos.**
- ✿ **Historia de Pozos.**

OPENDOX 32: Esta base de datos muestra las carpetas de pozos de forma digital, suministrando información sobre el proceso de perforación, completación y puesta en producción de cada uno de los pozos, también contiene información de algunas reparaciones, rehabilitaciones y pruebas de pozos.

De la base de datos de INTEVEP se obtuvo un PVT correspondiente al pozo ES-432 ubicado en el campo Socororo.

## **6.2. Etapas Desarrolladas**

### **6.2.1. Digitalización de la Información Petrofísica.**

En el campo Socororo se tomó en cuenta la información suministrada por PetroUCV a través de unos parámetros de corte “CutOff”. También se cargó la data procedente de las carpetas hechas por CORPOMENE para los campos Socororo, Cachicamo y Caricari, distinguiéndose de la información suministrada por PetroUCV.

A través de la tabla Zpetrofísica fue cargada toda la información petrofísica referente al Área Mayor de Socororo, cabe destacar que en la columna referida al yacimiento, se introdujo la Formación en que se encontraba cada arena, debido a que la aplicación OFM utiliza técnicas geoestadísticas, donde se necesita mucha información para realizar dicho estudio; ya que en el área no hay suficiente información se tomó la decisión de agrupar las arenas en formación Oficina (arenas A-U1) y en formación Merecure (arenas U2-S5). Para diferenciar la información proveniente de CORPOMENE se utilizó el sufijo “-CM” en la columna referente a yacimiento y unidad, todo esto para poder realizar estudios por separado.

Para generar los mapas petrofísicos fue necesaria la creación de variables calculadas que tengan la capacidad de tomar la información proveniente de las tablas cargadas previamente. Estas variables calculadas se especifican en el Apéndice A (desde A-1 hasta A-38).

### **6.2.2. Digitalización de los Eventos.**

Para digitalizar los eventos se tomó en cuenta la información suministrada por las carpetas de pozos de CORPOMENE, las corregidas por PetroUCV y la base de datos OPENDOX 32. Para la digitalización se consideró por cada pozo lo siguiente: Fecha de inicio de la producción, fecha de culminación de la producción, estados mecánicos, tipo de completación, cambio del estrangulador, método de producción, trabajos de reacondicionamiento en el yacimiento (cambio de intervalo de completación, producción de arena, etc.), recompletación de nuevos yacimientos, reparaciones en el pozo (reemplazo de tamices ranurados, tuberías ranuradas, limpieza del hoyo, etc.), entre otros.

Es importante señalar que el formato de fecha utilizado por el OilField Manager, se denota de la siguiente manera:

Año,Mes,Día                       $\longrightarrow$                       (Ejemplo: 19811231)

### **6.2.3. Digitalización de los Diagramas de Pozos.**

Para llevar a cabo esta etapa se partió de los diagramas de pozos existentes realizados por PetroUCV y CORPOMENE. Para esto se tomó en cuenta la siguiente información: estado mecánico, fecha del diagrama, coordenadas, elevación de la mesa rotatoria, tipos de revestimientos, método de producción, completaciones, tipo de grava, entre otros. Los diagramas fueron complementados con la base de datos OPENDOX 32, la cual contenía

información más detallada como: Grado de la Tubería, Tipo de grava, sacos de cemento, tipo de empaadura, camisa, niple, y otros.

La herramienta OilField Manager en esta versión (3.1) no es capaz de generar diagramas de pozos con cierto ángulo de desviación de la vertical (desviados), razón por la cual este grupo de pozos se cargaron en la herramienta como pozos verticales, haciendo la acotación de que es un pozo desviado o direccional.

#### **6.2.4. Digitalización del Análisis PVT**

Con la información disponible se cargaron los datos en el OFM a través de las correlaciones (Composición del gas, Presión inicial, Presión de Burbujeo, Gravedad del Petróleo, Temperatura del yacimiento, gas disuelto en el petróleo, entre otros) y la tabla ZPvt, entre los cuales se tienen: Presión, Bo, Vo, Rs y Z.

#### **6.2.5. Cálculo del Índice de Heterogeneidad**

El objetivo de este procedimiento es estudiar el comportamiento de los pozos considerando ciertas variables tales como tasas de petróleo, agua y gas y a su vez clasificar los mismos a través de su analogía con el comportamiento entre ellos.

Se compara el valor individual de un pozo, con el valor promedio de todo el conjunto de pozos del proyecto mensualmente, bajo el concepto de índice de heterogeneidad.

El índice de heterogeneidad se presenta de forma analítica en el Capítulo II.

Para llevar a cabo esta tarea se crearon ciertas variables calculadas como se especifica a continuación:

1. Se buscó la tasa calendario (que representa la producción del pozo de un mes entre los días calendario de ese mes) por pozo para petróleo, agua y gas a través de las ecuaciones A-39; A-40 y A-41 señaladas en el Apéndice A.
2. Se realiza una selección de todos los pozos pertenecientes al proyecto a través de:

Filter > Group Data

3. Se carga en memoria a través del “Data Register” colocando fecha como X y la variable calculada previamente en Y, y marcando el “Lock” para mantener la sumatoria de pozos en un registro de la memoria. Esto se debe realizar para el petróleo, agua y gas respectivamente. En la Figura N° 6.1 se muestra el procedimiento en forma gráfica.

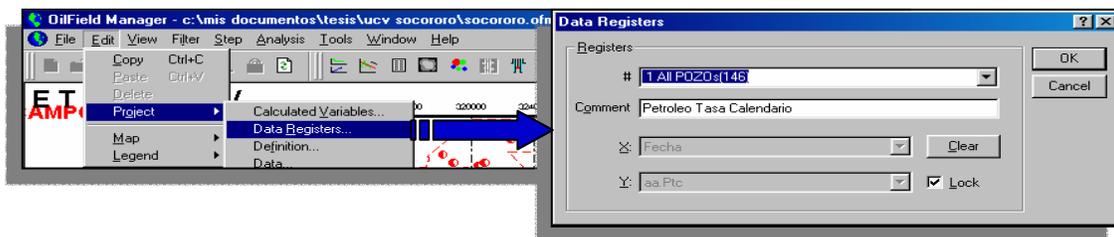


Figura N° 6.1 Ruta de acceso al Data Register

4. Para manejar los datos almacenados en el “Data Register”, se crearon las variables calculadas descritas en las ecuaciones A-42; A-43 y A-44 del Apéndice A.

5. Disponiendo de las variables calculadas necesarias para determinar el valor promedio de producción de petróleo, agua y gas, se procede a crear las variables necesarias para el cálculo del índice de heterogeneidad, como se muestran en las ecuaciones A-45; A-46 y A-47 del Apéndice A. Estas variables calculan el valor del índice de heterogeneidad cuando existe una producción de petróleo, ya que de lo contrario no calcula nada. Este procedimiento es necesario para evitar un valor de menos uno (-1) cuando el pozo esta cerrado.
6. Se crearon variables calculadas (A-48; A-49 y A-50 del Apéndice A) capaces de realizar una sumatoria acumulada de las variables construidas previamente.
7. Se creó un “Scatter Plot” tomando las variables calculadas en el paso anterior.

Para este análisis se consideraron en dos criterios:

- ✿ Criterio de los cuadrantes:
  - ✿ Índice de Heterogeneidad **Agua-Petróleo**, donde se identificaron las siguientes variables: abandonados, activos, Qo Alto vs Qw Alto, Qo Alto vs Qw Bajo, Qo Bajo vs Qw Bajo y Qo Bajo vs Qw Alto.
  - ✿ Índice de Heterogeneidad **Gas-Petróleo**, donde se identificaron las siguientes variables: abandonados, activos, Qo Alto vs Qg Alto, Qo Alto vs Qg Bajo, Qo Bajo vs Qg Bajo y Qo Bajo vs Qg Alto.

Después de clasificados los pozos en los cuadrantes, se ubican con diferentes colores en un Mapa Base para identificar zonas atractivas y no atractivas.

- ✿ Criterio problemas más frecuentes en el AMS:
  - ✿ Índice de Heterogeneidad **Agua-Petróleo** y **Gas-Petróleo**, donde se identificaron los siguientes parámetros: arenamiento, alto %AyS, alto RGP, abandonados, activos y otros.

Después de identificados los pozos con los problemas más frecuentes, se ubican con diferentes colores en un Mapa Base para observar si hay relación entre los problemas que ocurren en el pozo y la zona donde están ubicados y si estos tienen algún tipo de relación con el cuadrante donde se ubican.

#### **6.2.6. Metodología para Determinar el Origen de la Producción Excesiva de Agua Mediante la Elaboración de Gráficos Diagnósticos (Método de Chan<sup>2</sup>)**

Este es un procedimiento que se aplicó para intentar determinar el origen de la producción excesiva de agua en el Área Mayor de Socororo en cada pozo. Para llevar a cabo esta tarea se crearon variables calculadas que fueran capaces de generar los gráficos diagnósticos; las variables son las ecuaciones:

- ✿ RAP.Mensual.Derivada: no es más que la pendiente de una recta tangente a la curva de la RAP.Mensual (ecuación A-51 del Apéndice A).
- ✿ RAP.Fit: ajusta la mejor curva de la información de la RAP.Mensual (ecuación A-52 del Apéndice A).

- ❁ RAP.Derivada.Fit: ajusta la mejor curva de la información de la RAP.Mensual.Derivada (ecuación A-53 del Apéndice A).

Después que se crearon las variables se generó el gráfico logarítmico tipo Plot donde el eje “X” representó los Dias.Prod.Acumulado y el eje “Y” las variables calculadas RAP.Mensual, RAP.Mensual.Derivada, RAP.Fit y RAP.Derivada.Fit.

Posterior a la creación de los gráficos se comparó cada una de las curvas obtenidas con las respuestas obtenidas por K.S. Chan<sup>2</sup> a través de la simulación; para así poder identificar el origen de la producción excesiva de agua.

Es importante destacar que al momento de hacer el diagnóstico se tomó el siguiente criterio: “ se analizan las curvas de RAP-RAP’ y luego se decide cual es el problema que más ha afectado a lo largo de la vida productiva al pozo. Es por eso que se encuentran muchos pozos que muestran conificación, sin embargo la causa típica de producción de agua que predomina es la canalización.

#### **6.2.7. Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES)**

Para el desarrollo de esta etapa se partió de los datos petrofísicos previamente cargados, como son Arena Neta Petrolífera, Porosidad, Saturación de Petróleo y Factor Volumétrico Inicial del Petróleo; este cálculo se basa en la construcción de mapas de isopropiedades promedio por formación, los cuales son la base para obtener otro mapa en el cual se observa la distribución del petróleo original en sitio.

Las variables presentes en el cálculo del POES son las siguientes:

$$\frac{POES}{Area} = 1,916 * \frac{\phi * S_{oi} * H}{B_{oi}} \left( \frac{BN}{m^2} \right) \dots\dots\dots Ecuación N° 6.1$$

Donde:

H: Arena Neta Petrolífera; pies

Ø: Porosidad Promedio; Fracción

Soi: Saturación inicial de Petróleo; Fracción

Boi: Factor Volumétrico Inicial del Petróleo; BY/BN

El factor volumétrico inicial de petróleo (Boi) se obtuvo de un análisis PVT realizado en el pozo ES-432, asumiendo ese valor para toda el área en estudio ya que no se cuenta con información adicional que haga pensar lo contrario. El Boi tomado para una presión de 2000 Lpc es de 1.1251 BY/BN.

Para realizar el cálculo del POES a través de la herramienta OFM, fue necesario crear los mapas de cada una de las variables involucradas en la ecuación del POES; es importante señalar que todos los “Grid Maps” generados deben estar delimitados por la misma área en estudio, esto se realizó a través del Grid Area. Una vez que los Mapas fueron creados y salvados, se procedió a través de la opción Tool/Calculate a introducir la ecuación antes descrita generando el “Grid Map” del POES.

Solamente se realizó el cálculo del POES del campo Socororo, ya que se trabajó con la información suministrada por los archivos digitales de PetroUCV.

### **6.2.8 Análisis del Comportamiento Histórico de Producción “Time Motion Study”.**

El “Time Motion Study” es una metodología que representa una buena forma de entender el yacimiento, para lograr esto se dividió la historia de producción en intervalos de tiempo iguales (en décadas desde el 60 hasta el 2000) y se crearon mapas de celdas para cada intervalo de tiempo de el Petróleo Acumulado, Agua Acumulada, Gas Acumulado, Relación Gas Petróleo Acumulada (RGP), %AyS, Porosidad, Arena Neta Petrolífera, Saturación de Petróleo y estructural. Para llevar esto a cabo se crearon variables calculadas capaces de dividir la historia de producción en intervalos de tiempo (ecuaciones A-54, A-55, A-56, A-57, A-58, A-59 del Apéndice A); es importante señalar que se debe colocar la misma escala para cada parámetro, de manera de realizar un análisis comparativo entre cada una de las décadas.

Se generó una matriz que le permite al ingeniero establecer los parámetros principales del comportamiento del yacimiento donde en las columnas están representados cada uno de los parámetros de estudio (Petróleo Acumulado, Agua Acumulada, etc.) y en las filas los intervalos de tiempo definidos en el estudio (décadas).

Es importante señalar que cuando se generaron los mapas de gas acumulado y RGP se excluyó del análisis el pozo Es-445 debido a que reportaba una producción de gas acumulado excesivamente alta sin valores de producción acumulada de petróleo.

### **6.2.9 Declinación de la Producción y Reservas Remanentes**

La aplicación OilField Manager posee la herramienta “Decline Curve Analysis” (DCA) a través de la cual se hizo el estudio de declinación de los

pozos del área mayor de Socororo. Para esto se tomaron en cuenta los pozos que tuvieran suficiente historia de producción, los eventos de cada uno de los pozos identificando el método de producción bien sea flujo natural, bombeo mecánico o levantamiento artificial por gas lift, de manera de tomar la declinación que genere las mayores reservas. Los pozos que no contaban con suficiente historia de producción se les asignó un valor de tasa de declinación constante que es el promedio del campo Socororo, ya que en dicho campo es donde se basó el estudio.

Cabe destacar que en el análisis se descartaron aquellos valores de producción que pudieran estar influenciados por problemas a nivel de pozo (principalmente arenamiento).

El horizonte económico de predicción tomado fue de veinte años, ya que el convenio entre PDVSA y la universidad se firmó para ese período de tiempo; en cuanto al límite económico, fue de quince (15) barriles, debido a recomendaciones hechas por el personal que labora en PetroUCV por las condiciones del mercado, precio del barril, etc.,.

Este gráfico de declinación de la tasa de producción arroja una serie de parámetros de interés como leyenda que son los siguientes:

- ✿ Phase: Fase de estudio (Petróleo, Agua o Gas).
- ✿ Case Name: Nombre del caso.
- ✿ b: Exponente de declinación.
- ✿ Di: Tasa de declinación.

- ❁ qi: Tasa al inicio de la predicción.
  - ❁ ti: Tiempo inicial de la predicción.
  - ❁ te: Tiempo final de la predicción.
  - ❁ Econ. Limit: Tasa a la cual deja de ser económicamente rentable la explotación del pozo.
  - ❁ Final Rate: Tasa final de la predicción.
  - ❁ Capacity Limit: Tasa límite económica.
  - ❁ Cum. Prod: Producción acumulada.
  - ❁ Thru: Fecha hasta la cual es válida la predicción.
  - ❁ Reserves: Reservas recuperables.
  - ❁ EUR: Reservas totales (reservas recuperables + producción acumulada).
  - ❁ At end of: Condición alcanzada en la predicción (límite económico o horizonte económico).
  - ❁ Forecast Date: Fecha en la que se realizó la predicción.
- Se realizaron dos análisis de curvas de declinación:
- ❁ Prueba 1: Se llevó a cabo tomando la declinación exponencial.

- ❁ Prueba 2: Se llevó a cabo utilizando el análisis de las curvas tipo de Fetkovich.

El análisis de las curvas tipo de Fetkovich se llevó a cabo de la siguiente forma:

- ❁ Se accedió a las curvas tipo de Fetkovich como se muestra en la Figura N° 6.2.

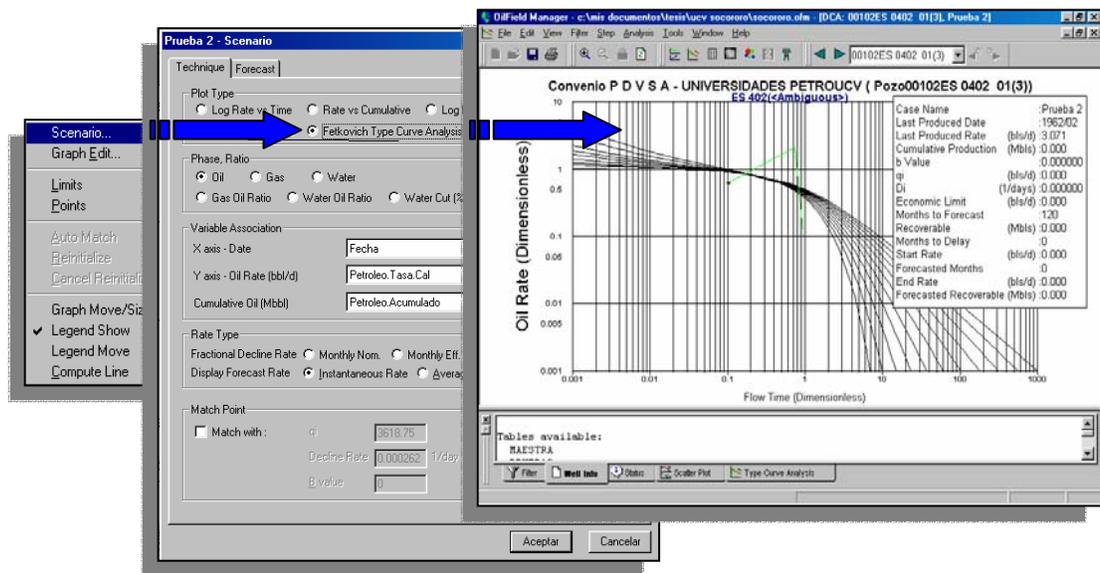


Figura N° 6.2 Ruta de acceso a las curvas tipo de Fetkovich

- ❁ A través de la opción “Auto Match” la herramienta selecciona la curva que mejor se ajusta a la historia de producción.

Con la información obtenida de las Pruebas 1 y 2 se generaron los mapas de reservas remanentes, basándonos en una variable calculada descrita en las ecuaciones A-61 y A-62 del Apéndice A.

### 6.2.10 Mapas Normalizados.

Para generar los mapas, se cumplieron dos etapas:

#### 1. Creación de Mapas Normalizados:

En esta etapa se buscaron los máximos valores que alcanzaban las variables en estudio (petróleo acumulado, arena neta petrolífera, saturación inicial de petróleo y porosidad). Posteriormente se definieron variables calculadas (ecuaciones A-63; A-64; A-65 y A-66 del Apéndice A); por último se generaron los mapas (Grid Map) con las variables calculadas definidas anteriormente. Estas variables calculadas simplemente dividen el valor de una variable petrofísica (ejemplo: porosidad) entre el valor máximo (fracción del máximo entre 0 y 1).

#### 2. Resta de Mapas Normalizados:

En esta etapa se salvaron los mapas normalizados de las variables y se restaron a través de la opción tool / calculate. El petróleo acumulado normalizado fue restado contra cada uno de los parámetros petrofísicos (porosidad, saturación inicial de petróleo y arena neta petrolífera).

Esta aritmética entre los mapas normalizados de petróleo acumulado ( $N_p$ ) contra las diferentes variables petrofísicas, busca correlacionar el comportamiento de producción contra los parámetros petrofísicos más importantes.

## 7 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## CAPITULO VII

Este capítulo comprende la revisión del AMS, utilizando para esto la aplicación OilField Manager que incorporando los datos del área y de producción de fluidos, permite monitorear, analizar e identificar pozos y/o zonas prospectivas y de alto riesgo, identificando así oportunidades de mejoras de productividad de pozos para un estudio detallado.

En la Figura N° 7.1 se observa la distribución areal del AMS donde se detallan las zonas evaluadas y una escala de colores para cualquier variable que se definió para este estudio.

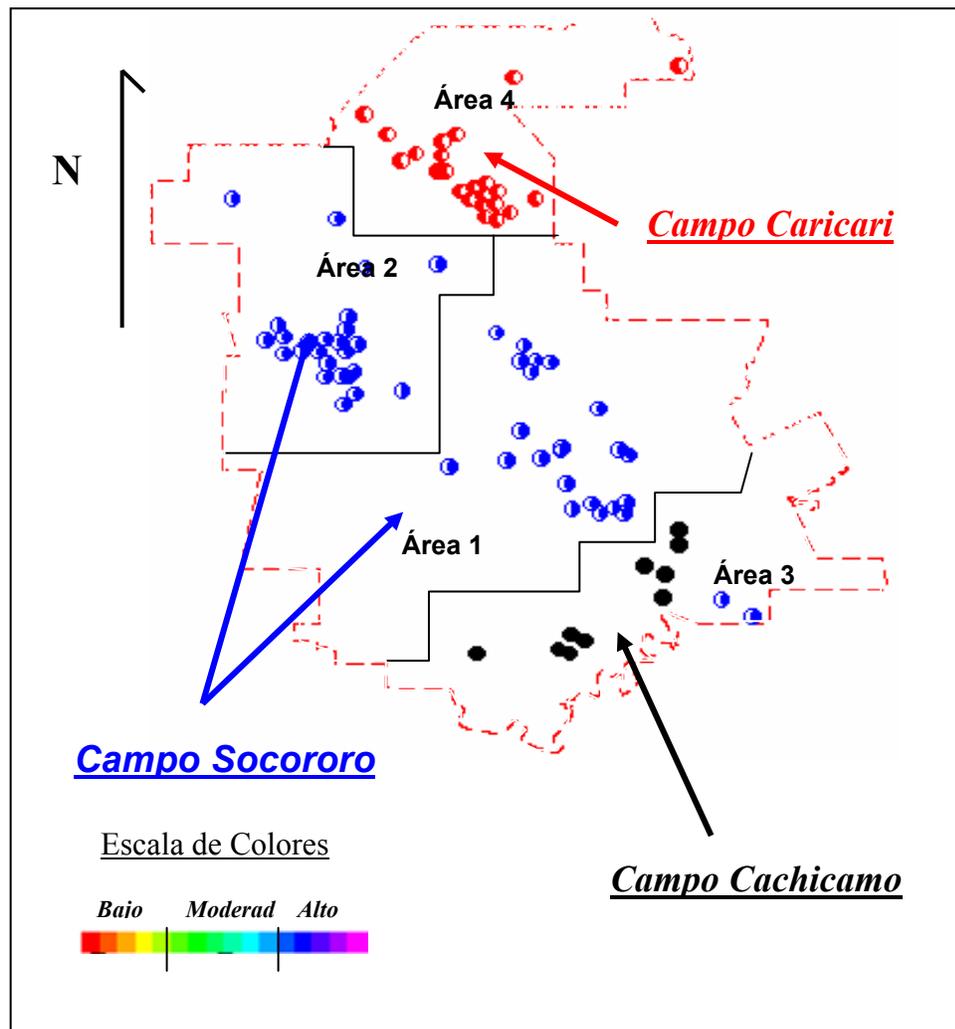


Figura 7.1 División del área mayor de Socororo.

## 7.1 Revisión Integral del Área Mayor de Socororo

### 7.1.1 Información Geológica y Estructural.

La información geológica y estructural es escasa y no pudo ser cargada en la base de datos, se dispuso únicamente del mapa estructural e isópaco oficial del tope del yacimiento U1M,L del área 2 y el tope estructural de la arena U1 del AMS<sup>15</sup> (cuando se mencionan el yacimiento U1M,L y la arena U1 se esta haciendo referencia a la misma arena).

En cuanto al mapa estructural del tope de la arena U1 se observa que la estructura es un monoclinal fallado con buzamiento regional hacia el norte con dos sistemas de fallas (más o menos perpendiculares entre sí): una en dirección NE-SO (a este sistema pertenece la falla Cachicamo) y otra en dirección NO-SE responsable de las mayores acumulaciones en los campos Socororo y Caricari. Las características estructurales antes mencionadas pueden observarse en la Figura N° B-2 del Apéndice B, donde se presenta el mapa estructural del tope de la arena U1 y los sistemas de fallas.

En la Figura N° B-1 del Apéndice B se observa que el yacimiento U1M,L ES-417 se encuentra confinado por dos fallas más o menos perpendiculares entre sí y un Contacto Agua Petróleo que se encuentra a una profundidad de 3750 pies.

### 7.1.2 Petrofísica.

La información petrofísica aunque escasa es de gran importancia debido a que se utiliza para generar mapas de isopropiedades que complementan los diferentes análisis en el desarrollo del modelo estático y forman parte en el proceso de monitoreo del yacimiento. En nuestro caso, el AMS posee muchos

yacimientos heterogéneos (pequeños, múltiples y variados), lo cual imposibilita generar los mapas de isopropiedades de manera representativa de los yacimientos, los mapas definidos solo representan tendencias de las propiedades petrofísicas.

Para generar los mapas de isopropiedades no se cuenta con suficiente información de toda el AMS; el estudio se realizó con la información suministrada por PetroUCV, donde sólo se encontraban disponibles los mapas relacionados al campo Socororo. Los mapas de isopropiedades se muestran en la Figura N° B-3 del Apéndice B.

- ✿ **Porosidad ( $\phi$ ):** Se observa que la porosidad presenta un crecimiento en dirección nor-oeste, donde los mayores valores se encuentran en el área 2.
- ✿ **Arena Neta Petrolífera (ANP):** Los valores de ANP aumentan hacia la parte central del área 2 y el sur – este del área 1.
- ✿ **Saturación de Petróleo Inicial (Soi):** En este parámetro los valores de Soi aumentan hacia el este del área 2 y en el área 1 alcanza su máximo valor en una pequeña zona al norte de esta.

## 7.2 Comportamiento Histórico de Producción del Área Mayor de Socororo.

Se analizó el comportamiento histórico de producción de los campos Socororo, Cachicamo y Caricari con la aplicación OFM, tal como se presentan en las Figuras N° 7.2; 7.3 y 7.4.

Para el campo Socororo (Figura N° 7.2), se observa una alta producción de agua desde el mismo inicio de la explotación del campo, con cortes de agua promedios mayores a 40%; este es un indicio de que posiblemente se está en presencia de un acuífero activo,

pero no se cuenta con información de presiones que corroboren esta posibilidad. Para Diciembre del 2001 este campo logró acumular un volumen de petróleo (Np) de 7.9 MMBNP, un volumen de agua (Wp) de 4.4 MMBNA, un volumen de gas (Gp) de 18 MMMPCN, un %AyS Acumulado de 38.6% y una RGP Acumulada de 2559.8 PCN/BN. La máxima tasa de petróleo fue de 2254 Bls/d alcanzada en Diciembre de 1978 con 12 pozos productores activos lo cual no coincide con el máximo número de pozos productores activos (16) para Junio de 1979.

Un estudio más detallado de la historia de producción de los pozos para el área 2 del campo Socororo permite inferir que los problemas de altos % AyS son debidos a las arenas U1M,L y arenas inferiores y los problemas de altas RGP son presentados en arenas superiores a la U1M,L.

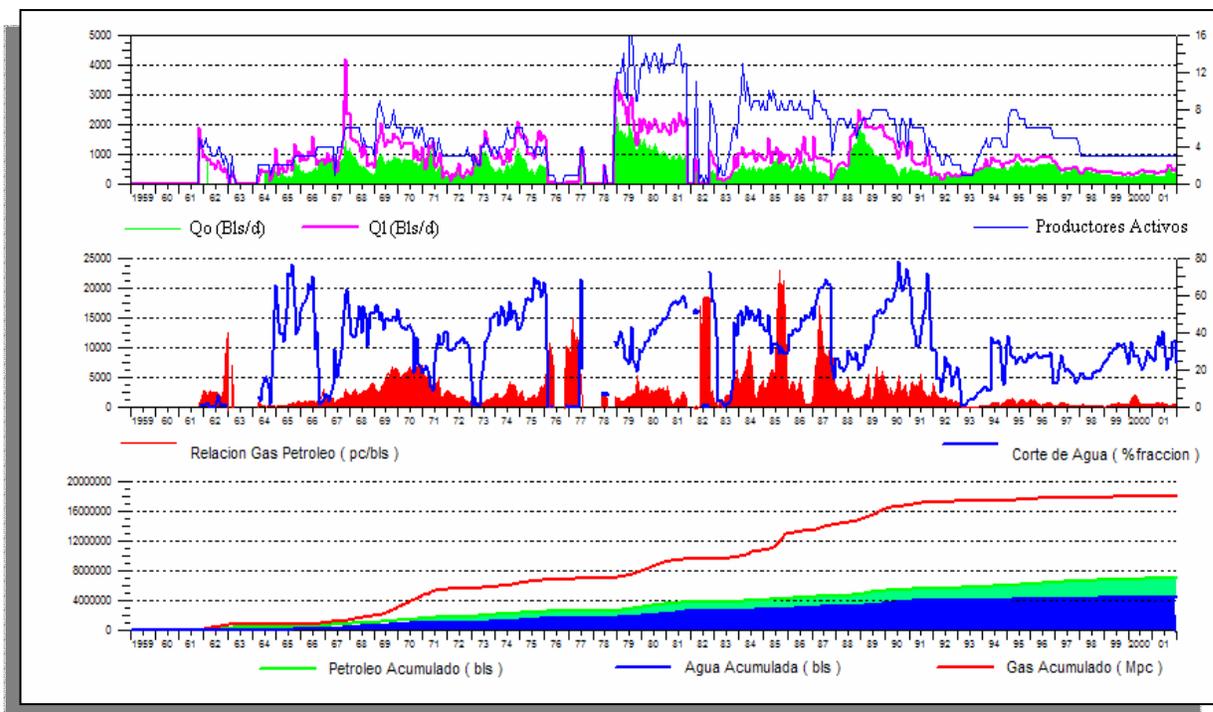
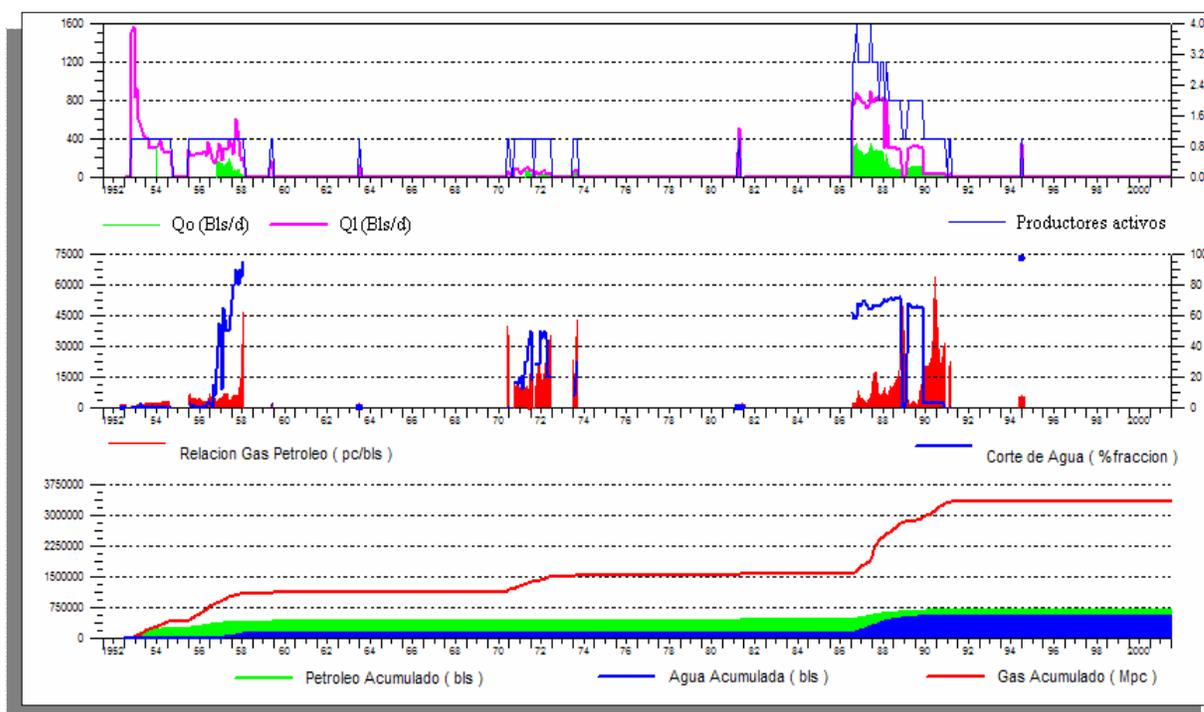


Figura N° 7.2 Historia de producción del campo Socororo.

Para el Campo Cachicamo como se observa en la Figura N° 7.3 es un pobre productor de petróleo históricamente con altos cortes de agua, valores promedio de 60% y alta producción de gas con relaciones gas petróleo promedio (RGP) de 7000 PCN/BN. Este

campo esta compuesto de yacimientos aislados y pequeños donde posiblemente se tiene una alta saturación de agua inicial o pequeños cuerpos de agua por los altos cortes de agua y los incrementos en la producción de gas. Para Diciembre del 2001 este campo logró acumular un volumen de petróleo ( $N_p$ ) de 1.4 MMBNP, un volumen de agua ( $W_p$ ) de 0.5 MMBNA, un volumen de gas ( $G_p$ ) de 3 MMMPCN, un %AyS Acumulado de 44.4% y una RGP Acumulada de 4976 PCN/BN. La máxima tasa de petróleo fue de 1561 Bls/d alcanzada en Mayo de 1953 con 1 pozo productor activo lo cual no coincide con el máximo número de pozos productores activos (4) para Noviembre de 1987.



**Figura N° 7.3 Historia de producción del campo Cachicamo.**

Al igual que el campo Cachicamo, el campo Caricari (Figura 7.4), ha sido históricamente un pobre productor de petróleo con altos cortes de agua, alrededor de 50% y altas relaciones gas petróleo (RGP) en algunos períodos de su historia, alrededor de 6000 PCN/BN. Para Diciembre del 2001 este campo logró acumular un volumen de petróleo ( $N_p$ ) de 1.1 MMBNP, un volumen de agua ( $W_p$ ) de 0.2 MMBNA, un volumen de gas ( $G_p$ ) de 0.4 MMMPCN, un %AyS Acumulado de 41.9% y una RGP Acumulada de 1619 PCN/BN. La máxima tasa de petróleo fue de 473 Bls/d alcanzada en Septiembre de 1960

con 2 pozos productores activos lo cual no coincide con el máximo número de pozos productores activos (4) para Febrero de 1984.

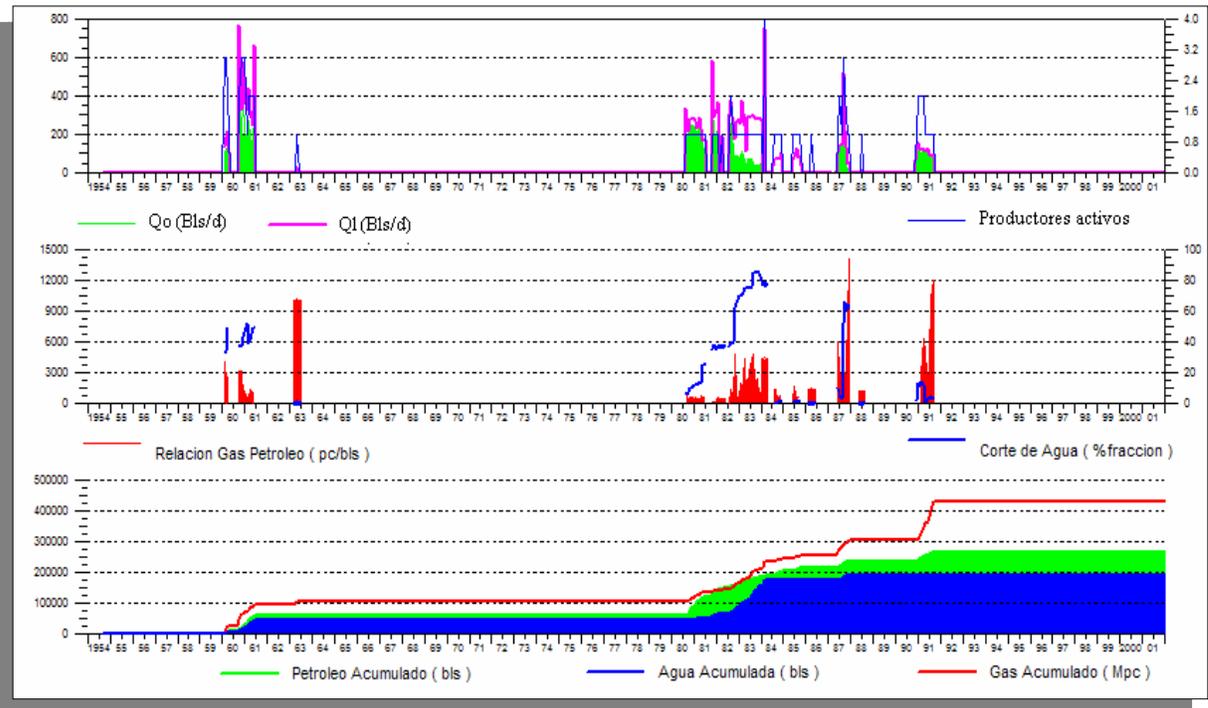


Figura N° 7.4 Historia de producción del campo Caricari.

Como se observa en la Figura N° 7.5, el campo Socororo es el que representa el 75% de las reservas remanentes totales<sup>15</sup> y el 79% de la producción acumulada de petróleo del AMS.

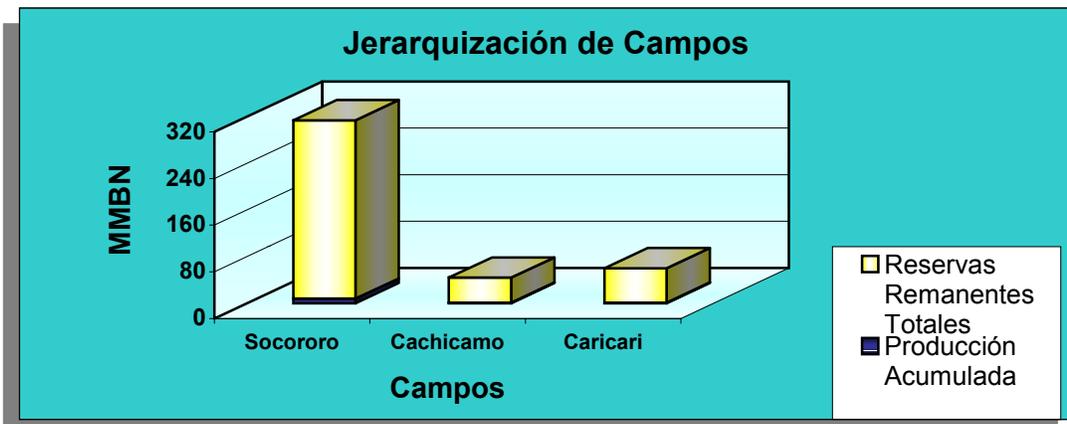


Figura N° 7.5. Jerarquización de los campos del AMS.

El comportamiento histórico de producción, sumado al análisis de la jerarquización de campos, indica que el campo Socororo es el de mayor interés desde el punto de vista comercial y por lo tanto se le dedicó mayor esfuerzo para la búsqueda de oportunidades de producción.

A continuación se describe la evolución en el tiempo de los fluidos producidos, con la finalidad de identificar las zonas altamente productoras de agua y gas.

### **7.2.1 Análisis del Comportamiento Histórico de Producción “Time Motion Study”:**

En los 50's como se observa en la Figura D-1 del Apéndice D, comienza la producción de los campos Cachicamo y Caricari (áreas 3 y 4 respectivamente). El campo Cachicamo posee una producción de petróleo alrededor de 280 MBNP en el pozo CAC-01, ubicado al nor-este del mismo con una producción de gas alrededor de 950 MMPCN, otro pozo (CAC-05) ubicado en esa zona no evidencia producciones de petróleo o gas, pero si una alta RGP (20000 PCN/BN), posiblemente este pozo tiene problemas en su historia de producción como se explica en el Apéndice C (problemas detectados). Para el campo Caricari no se refleja en el mapa de petróleo acumulado una producción para esta década debido a la escala utilizada en el mismo (Existe una producción de petróleo de 1650 Bls), sin embargo si se observa tanto en el mapa de RGP y %AyS que hay dos pozos (ES-106 y ES-103) produciendo con %AyS alrededor de 40% y con valores bajos de RGP (5000 PCN/BN).

En la Figura N° D-2 del Apéndice D se tiene la década de los 60's, donde el campo Socororo (áreas 1 y 2) comienza su producción. Para el área 1 se tienen 2 pozos (ES-401 y ES-404) con producciones de petróleo cercanas a 270 MBNP, con bajas producciones de gas (150 MMPCN) donde uno de los pozos (ES-401) alcanza cortes de agua alrededor del 50% y además se tiene el pozo ES-402 con cortes de agua en el orden del 50%, donde no se evidencia

producción de petróleo, por ser baja (2187 Bls). Para el área 2 se observan 3 pozos (ES-417; ES-418 y ES-420) con producciones de petróleo promedios cercanas a 130 MBNP y dos pozos (ES-425 y ES-419) con producciones de petróleo cercanas a 70 MBNP, una producción de gas al oeste del área en los pozos ES-425 y ES-419 cercanas a 800 MMPCN y 400 MMPCN respectivamente, cortes de agua cercanos al 50% en los pozos ES-423; ES-417; ES-418 y ES-420; el pozo ES-423 no refleja en el mapa una producción de petróleo ya que es baja (12164 Bls.). Para el campo Caricari, al igual que en la década anterior no se observa producción de petróleo, sin embargo hay un aumento tanto en el %AyS (50%) como en la RGP (8000 PCN/BN) para los pozos señalados en la década anterior, si embargo se tiene el pozo ES-102 que comienza su producción en esta década no evidencia producción en el mapa de petróleo acumulado por ser muy baja (977 Bls.), sin embargo se tiene una RGP en el orden de los 10000 PCN/BN. Para el campo Cachicamo no se observa producción de petróleo, lo que posiblemente se deba a la alta producción de gas del mismo en la década anterior, por lo cual es posible que se tengan bajas presiones en esa área.

En la década de los 70's (Figura N° D-3 del Apéndice D) se observa un mayor desarrollo del área 2 con 5 pozos (ES-425; ES-423; ES-417; ES-428 y ES-448) aproximadamente con producciones acumuladas de petróleo de 270 MBNP y el pozo ES-420 con producciones acumuladas cercanas a 80MBNP; la producción de gas se incrementa en la misma zona que en la década anterior a causa del aumento de la producción de petróleo; el corte de agua se ve incrementado con valores hasta de 80% en un pozo (ES-429) ubicado al noroeste del área, lo que evidencia la influencia de un posible avance de una zona de agua o un acuífero en los yacimientos del área. El área 1 disminuye la producción de petróleo (140 MBNP aproximadamente) en la parte central (pozos ES-401 y ES-404) por el aumento del %AyS (30% y 60% respectivamente), el pozo ES-402 no tiene producción de petróleo con un %AyS de 100%. Se comienza la explotación en el norte del área 1 con el pozo ES-427.

En el área 3 no se observa producción de petróleo, sin embargo se tiene una RGP alta (30000 PCN/BN aproximadamente) en un pozo (CAC-03) al este de la misma, otro pozo (CAC-01) de esta zona presenta cortes de agua cercanos al 40%. El área 4 para esta década se mantuvo cerrada posiblemente por la baja producción de petróleo con presencia de %AyS (50% aproximadamente) en las décadas anteriores.

En la Figura D-4 del Apéndice D se observa la década de los 80's donde hay un mayor desarrollo de toda el área en general, principalmente en el área 1, donde se tienen aproximadamente 10 pozos (ES-401; ES-404; ES-427; ES-442; ES-446; ES;447; ES-449; SOC-03; SOC-04 y SOC-05) en el norte del área se observa una producción de petróleo cercana a los 280 MBNP con producciones de gas hasta de 1.2 MMMPCN, lo que refleja una RGP cercana a 10000 PCN/BN en el oeste de la zona (pozo ES-447) y cortes de agua de 50% (pozos ES-447 y ES-442) para esta misma zona; en la parte central del área 1, para el mismo pozo de la década anterior (ES-404) se observa una disminución en su producción de petróleo (60 MBNP aproximadamente) como consecuencia del aumento del %AyS (cercano al 20%); al sur del área se perforan nuevas localizaciones (pozos ES-446 y SOC-05) alcanzando valores de 260 MBNP aproximadamente con RGP cercanos a 10000 PCN/BN y %AyS en el orden de 40% en la zona. Para el pozo ES-402 se observa que el %AyS se mantiene en 100% sin producción de petróleo, lo cual indica que se cerró por esta causa.

Para la misma década en el área 2 se observa una disminución en los pozos productores activos (ES-425 ; ES-423 y ES-417) con un incremento significativo del %AyS (80%) hacia el oeste del área; posiblemente el incremento a través de las décadas del %AyS puede ser una de las causas del cierre de los pozos en esta área; se observa un pozo (ES-434) en la parte central del área con una RGP aproximada de 8000 PCN/BN. Al este del área 3 (Pozo CAC-03) se observa que la RGP alcanza el máximo valor del área (40000 PCN/BN), lo cual indica a través de las décadas problemas de altas RGP en toda

la zona sin cortes de agua significativos por lo que se puede tener en esta zona bajas presiones; al sur del área 3 se observan 2 pozos (CAC-02 y CAC-04) con valores promedio de petróleo de 60 MBNP, donde el %AyS alcanza rápidamente el 70%. Para el área 4 se observa una pequeña producción de petróleo (70 MBNP aproximadamente) en el pozo ES-111 con altos %AyS (cercano al 70%) en toda el área.

En los 90's (Figura N° D-5 del Apéndice D) en el área 1 se observa hacia el sur una zona con la mayor cantidad de petróleo producido del área en la década (550000 MBNP) sin problemas de producciones excesivas de agua y gas aparentes; para la zona central del área se observa que el pozo (ES-404) incrementó su producción (260 MBNP aproximadamente) sin problemas de %AyS, esto se debe a un trabajo de reparación del mismo; en la zona norte del área 1 (pozo ES-449) se tienen bajos acumulados de petróleo (cercaos a los 60 MBNP) con un incremento importante del %AyS (80%). El área 2 no presenta una producción aparente de petróleo, sin embargo, se observa un pozo (ES-420) con alta RGP (15000 PCN/BN) y %AyS (50%). Para el área 3 no hay producción aparente de petróleo, pero el sur del área presenta un incremento del %AyS de 100% con un bajo RGP (3000 PCN/BN), posiblemente se debe a la presencia de un acuífero.

En resumen el área 1 es donde se encuentran los pozos productores activos en la actualidad donde casi no se han presentado problemas de arenamiento y altos %AyS lo que la convierte en la zona más prospectiva del área. En el área 2 se evidencia la presencia de un posible acuífero activo para las arenas U1M,L, que ha alcanzado las perforaciones de los pozos del área (con un CAP a 3750 pies), repercutiendo directamente en la producción de petróleo, a su vez no se tiene una producción continua a través de las décadas causada posiblemente por problemas mecánicos, arenamiento y/o altos cortes de agua; lo cual la convierte en un área atractiva para estudiar la factibilidad técnico económica del uso de técnicas de control de agua y arena, ya que esta zona es la que presenta las

mejores propiedades petrofísicas (ANP,  $S_{oi}$ ,  $\phi$ ); los problemas de altas RGP en el área son debido a la explotación de arenas superiores. Para el área 3 en su zona este se observa que pudiera producirse gas; en la zona sur se observa un aumento acelerado del %AyS, a pesar de que estructuralmente es la zona más alta, por lo tanto posiblemente se trata de una zona donde se encuentra un acuífero separado por fallas. En el área 4 se observa que es la zona marginal del AMS con problemas de altos %AyS.

### 7.2.2 Mapas Normalizados.

Este proceso es utilizado para relacionar el comportamiento de producción con las propiedades petrofísicas.

#### 7.2.2.1 Petróleo Acumulado – Arena Neta Petrolífera ( $N_p$ – ANP):

En la Figura N° B-4 del Apéndice B, se observa el resultado de la resta de los mapas, donde se destacan tres zonas de mejor comportamiento de producción encerradas por los círculos (1, 2 y 3). En el mapa de arena neta petrolífera se observan sólo dos zonas de mayor desarrollo; la zona del círculo  $N_p$  2 se corresponde con el círculo ANP 2, sin embargo de toda el área la que posee los mayores espesores de arena neta petrolífera es la ANP 1, donde sólo la región oeste muestra buenos valores de  $N_p$ . El círculo  $N_p$  3 no muestra buenos espesores en la zona del círculo ANP 3.

En la zona ANP 1 se presentan acumulados por debajo de lo normal, lo que posiblemente se deba a problemas de arenamiento, daño de formación, etc. En la región ANP 3 existe una  $N_p$  relativamente alta con respecto a los espesores de arena neta petrolífera, esto se debe probablemente a las altas saturaciones de petróleo inicial que se tenían en esta zona.

### 7.2.2.2 **Petróleo Acumulado – Porosidad ( $N_p - \Phi$ ):**

En la Figura N° B-5 del Apéndice B, se observa la resta de los mapas. En el mapa de porosidad no hay una variación significativa de este parámetro, lo que se traduce en que las áreas verdes del mapa  $N_p$ - $\Phi$  normalizado sólo representan las zonas de mayor  $N_p$  sin que existan evidencias de que la producción esté controlada por la porosidad.

### 7.2.2.3 **Petróleo Acumulado – Saturación Inicial de Petr6leo ( $N_p - S_{oi}$ ):**

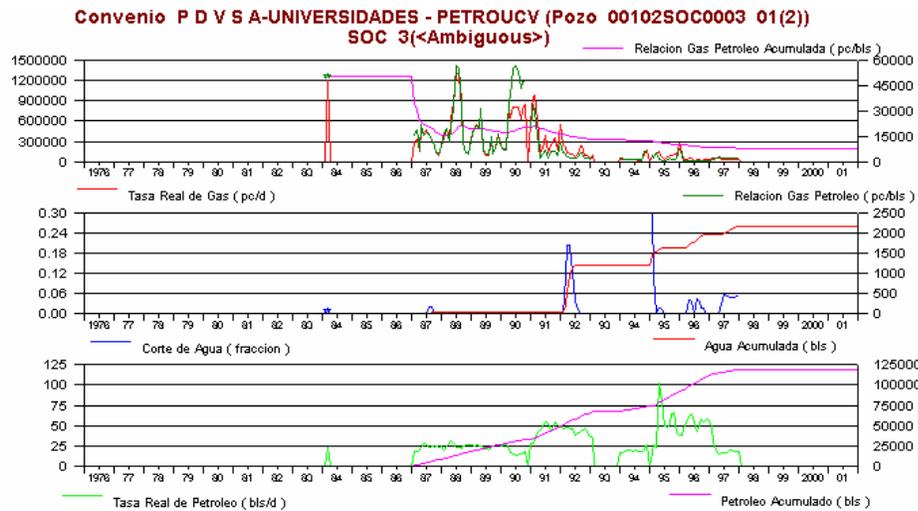
En la Figura N° B-6 del Apéndice B, se observa la resta del mapa. En los círculos  $N_p$  2 y  $N_p$  3 existe correspondencia con  $S_{oi}$  2 y  $S_{oi}$  3 respectivamente; sin embargo de toda el área la que posee una de las mayores saturaciones es la  $S_{oi}$  1, donde sólo la región oeste y este del círculo muestra buenos valores de  $N_p$ , encontrándose aislados por una zona donde existen buenas saturaciones con pobres valores  $N_p$ .

En el círculo  $S_{oi}$  1 se presentan acumulados en su zona central por debajo de lo normal, esto al igual que en la ANP 1, posiblemente se deba a problemas de arenamiento, daño de formación, etc.

## 7.3 **Comportamiento de Producción y Principales Eventos.**

La historia de producción, eventos y los estados mecánicos cargados en la base de datos de OFM, son de gran utilidad para llevar a cabo diversos análisis, entre los cuales se destaca el análisis de las curvas de declinación, ya que permiten determinar las reservas que se pueden recuperar en cada pozo, así mismo con la historia de producción y eventos se pueden analizar las problemáticas que presentan los pozos durante su vida productiva tales como: cambio de reductor, arenamiento, completación, etc. A título de ejemplo las Figuras

Nº 7.6 y 7.7, muestran la historia de producción, estado mecánico y principales eventos cargados en el OilField Manager para el pozo SOC-03, en el cual se analiza todo lo anteriormente descrito, destacando que es un pozo con fuertes problemas de arenamiento en la arena U1; este procedimiento se realiza para todos los pozos del AMS y se encuentran cargados en forma digital en el proyecto (UCV Socororo).



	FECHA	TI	COMENTARIO
1	19760829	COI	Completó(Dob. Zona)P2(anul.);U1M(educ);Flu. Nat.; U1M aisl.
2	19760830	COI	Se arenó @TOP= 4276' (136'); Se limpió
3	19781201	COI	Se arenó @ TOP= 4170'; se limpió
4	19781230	COI	Recompletó (senc) U1M; Emp. con Grava; Bom. Mec.
5	19810901	COI	Se arenó el pozo
6	19820313	COI	Recompletó(senc) U1U; Emp. con Grava; Bom. Mec.
7	19970501	COI	Se cerró U1U  Estado ERB
8			

Figura Nº 7.6 Historia de producción y principales eventos del pozo SOC-03 cargados en el OFM.

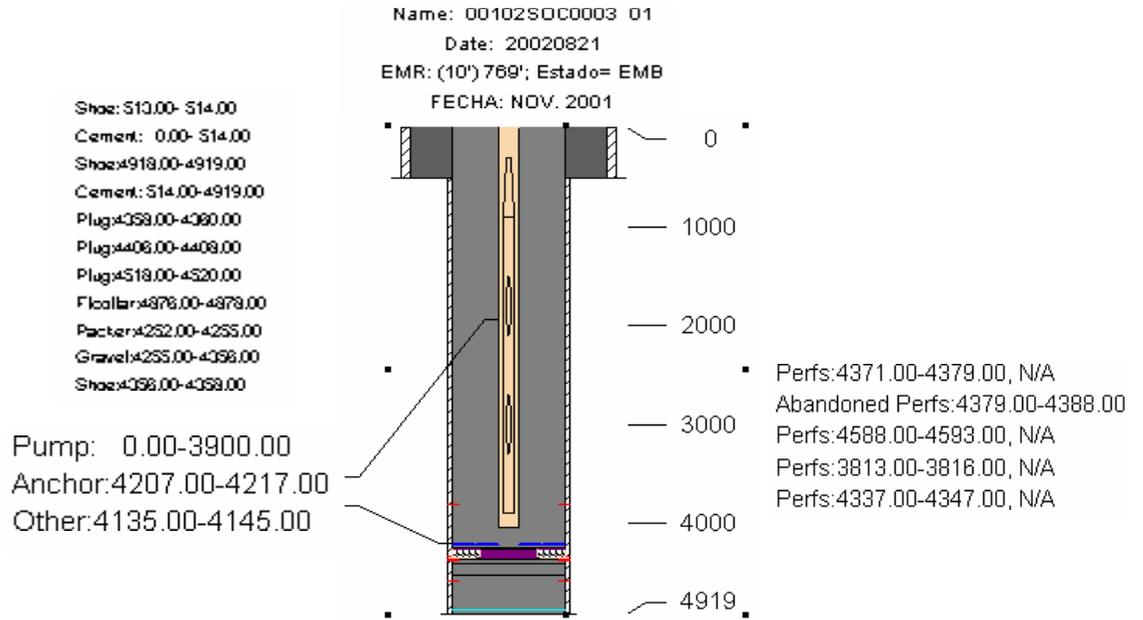


Figura N° 7.7. Estados mecánicos del pozo SOC-03 cargados en el OFM:

Es de destacar que el pozo ES-433 tenía un valor de ANP igual a cero (0), encontrando que este pozo en particular tenía historia de producción de aproximadamente dos (2) años con %AyS variables desde 0.15 – 0.75; esta anomalía esta siendo considerada en el modelo actual. En la Figura N° 7.8 se muestra el gráfico de historia de producción de este.

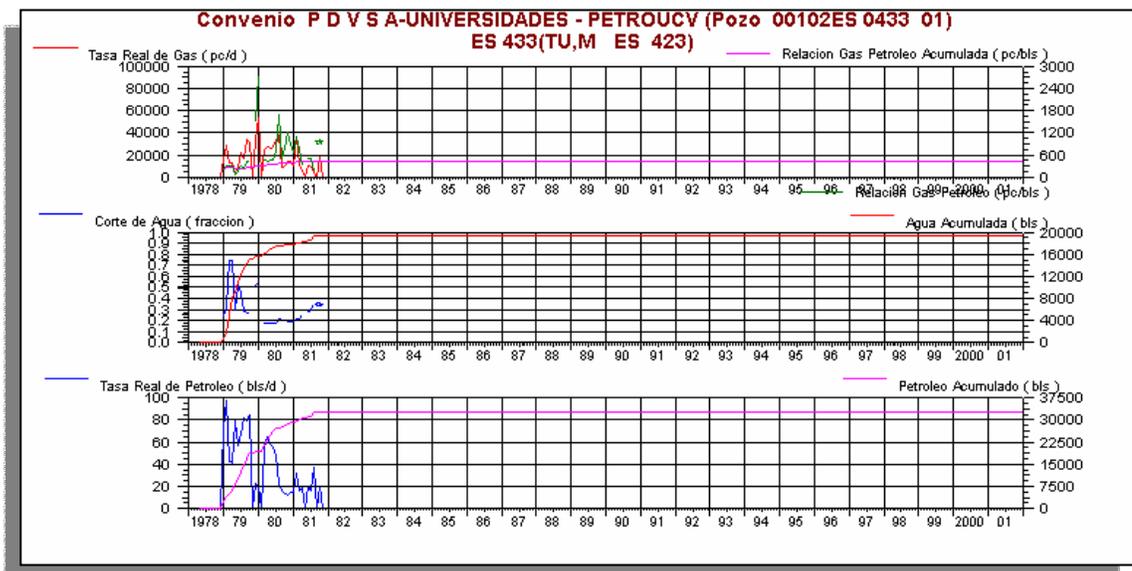


Figura N° 7.8 Gráfico de producción del pozo ES-433.

Además estudiando la historia de producción disponible en la base de datos, se encontraron ciertos problemas los cuales son mostrados al detalle (por pozo) en el Apéndice C (problemas detectados).

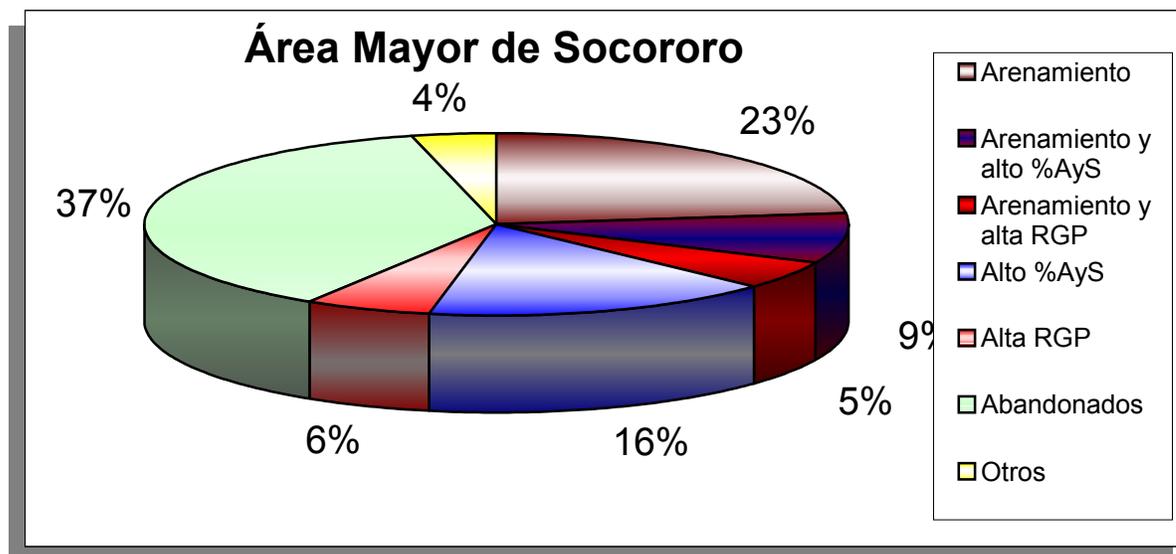
### 7.3.1 Índice de Heterogeneidad.

En las Figuras N° B-7 y B-8 del Apéndice B se muestra el índice de heterogeneidad Agua – Petróleo y la ubicación areal de los pozos analizados. Se observó dispersión en la conducta de los pozos, es decir, no hubo una zona donde la mayoría de los pozos se identificara con algún cuadrante del índice, con excepción del área 2, donde un gran número de pozos se encuentran ubicados en el cuadrante IV, probablemente es causado por pobre calidad de roca yacimiento, arenamiento, Altos %AyS, problemas mecánicos, alto % de arcillosidad, u otros.

En las Figuras N° B-9 y B-10 del Apéndice B, se muestran el índice de heterogeneidad Gas – Petróleo y la distribución areal de los pozos. Al igual que el caso anterior no hay una zona preferencial donde los pozos se ubicaron en algún cuadrante en particular, con excepción nuevamente del área 2 donde se agrupan los pozos con tasas bajas tanto de petróleo como de gas. Lo antes señalado llevó a generar un índice de heterogeneidad donde se identificaron y seleccionaron los problemas más frecuentes de los pozos analizando los eventos más importantes de ellos.

En la Figura N° B-11 del Apéndice B, se observa la ubicación areal de los pozos identificando sus principales problemas. Analizando los resultados se nota que el problema más frecuente aparte del gran número de pozos abandonados (37%) del AMS era el arenamiento ocupando un 37 % de los pozos (23% arenamiento, 9% arenamiento con alto %AyS y 5% de arenamiento con alta RGP), el alto %AyS representa un 16%, la alta RGP con un 6% y otros

pozos (inyectores, productores sin problemas aparentes, etc) con un 4%. En la Figura N° 7.9 se muestra un gráfico de torta de lo antes señalado.



**Figura N° 7.9 Principales problemas presentados en el AMS**

El campo Socororo esta comprendido por las áreas 1 y 2, en las cuales se observó que para el área 1 se tiene un 27% de arenamiento, 9% arenamiento con alto %AyS, 9% arenamiento con alto RGP, 23% abandonados, 18% Alto %AyS, 5 %Alto RGP y 9% otros (inyectores, pozos sin problemas aparentes, etc); y para el área 2 se tiene un 32% de arenamiento, 12% arenamiento con alto %AyS, 8% arenamiento con alto RGP, 20% abandonados, 12% Alto %AyS, 8 %Alto RGP y 8% otros (inyectores, pozos sin problemas aparentes, etc). Lo anteriormente señalado se resume en la Figura N° 7.10.

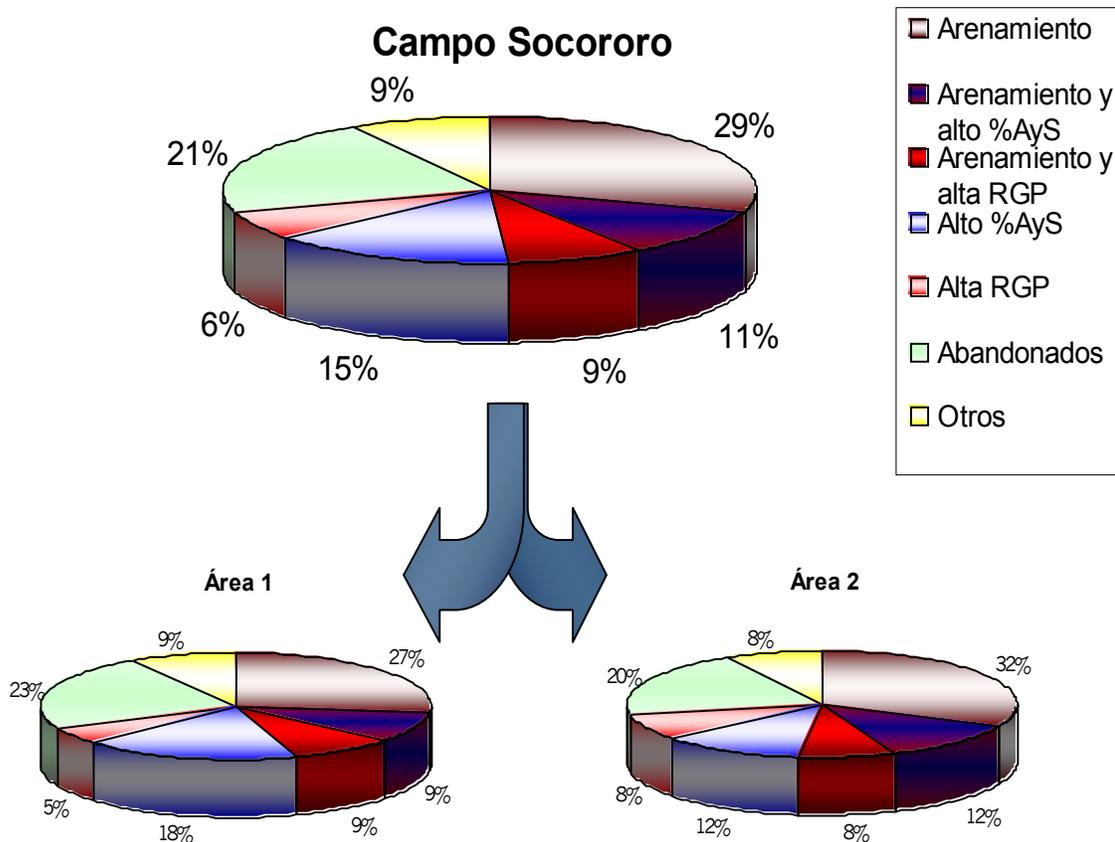


Figura N° 7.10. Principales problemas del campo Socororo, área 1 y área 2.

En el área 1 los índices de heterogeneidad agua-petróleo y gas-petróleo se muestran en las Figuras N° B-12 y B-13 del Apéndice B, los pozos ES-415 y ES-404 se encuentran en el IV cuadrante, donde el pozo ES-404 en el comienzo de su producción se encontraba en el I cuadrante, los múltiples problemas de arenamiento posiblemente hayan ocasionado que su trayectoria se dirigiera hacia el IV cuadrante; en el caso del pozo ES-415 sólo se tuvo dos valores de tasas por los problemas de arenamiento que presentó el pozo. Los pozos SOC-05 y ES-446 se encuentran en el I cuadrante, donde el pozo ES-446 experimenta un cambio de trayectoria hacia el II cuadrante (Figura N° B-12 del Apéndice B) ocasionado por el aumento de su %AyS y como consecuencia hay una disminución tanto en su tasa de gas, como la tasa de petróleo (Figuras B-12 y B-13 del Apéndice B); para el pozo SOC-05 la trayectoria que experimenta se dirige hacia el IV cuadrante, notándose una disminución en la producción de

petróleo, agua y gas debido posiblemente a los problemas de arenamiento del pozo. Para el pozo SOC-03 se observa un aumento en su tasa de gas, lo que ocasiona una disminución tanto de su tasa de petróleo como de la tasa de agua.

En el área 2 se tiene que para el pozo ES-428 como se observa en las Figuras N° B-14 y B-15 del Apéndice B, la tasa de gas presenta un aumento, como producto de este fenómeno las tasas tanto de agua como petróleo experimentan una disminución en su valor, ocasionado por que el pozo esta completado en la arena S2 que se caracteriza por alta producción de gas. El pozo ES-434 como se presenta en las Figuras N° B-14 y B-15 del Apéndice B, se encontraba inicialmente en el I cuadrante, pero como consecuencia del crecimiento en su tasa de gas, disminuye la tasa de petróleo, este comportamiento se debe a que el pozo esta completado en la arena S2, donde se tienen altos potenciales iniciales de petróleo que declinan rápidamente por la alta producción de gas. El resto de los pozos que presentan arenamiento se ubican en el IV cuadrante cercanos al promedio, como se muestra en las figuras antes señaladas, presentando cortas historias de producción. Lo anteriormente señalado lleva a concluir que el problema de arenamiento es una de las causas del bajo rendimiento de esos pozos.

### **7.3.2 Origen de la Producción Excesiva de Agua Mediante Elaboración de Gráficos de Diagnóstico (Método de Chan<sup>2</sup>).**

Algunos pozos del campo Socororo presentan un comportamiento de producción histórico con problemas de alta producción de agua; es por esto que se decidió realizar un análisis de curvas diagnóstico en los pozos productores de este campo, con el fin de identificar el origen de la producción de agua e iniciar la búsqueda de un tratamiento adecuado.

Se analizaron un total de 21 pozos, en los cuales se identificaron problemas de canalización, conificación, desplazamiento normal con alto corte

de agua, etc .A continuación en la Figura N° 7.11 se muestra un ejemplo del pozo ES-419, completado en el yacimiento U1L ES-417 con sus respectivas gráficas y diagnóstico de Chan; donde posiblemente se tiene una canalización, ya que las curvas RAP-RAP' son prácticamente paralelas con indicios de avance de una zona de agua. En el Apéndice E se encuentra el análisis de Chan para el resto de los pozos con problemas de agua.

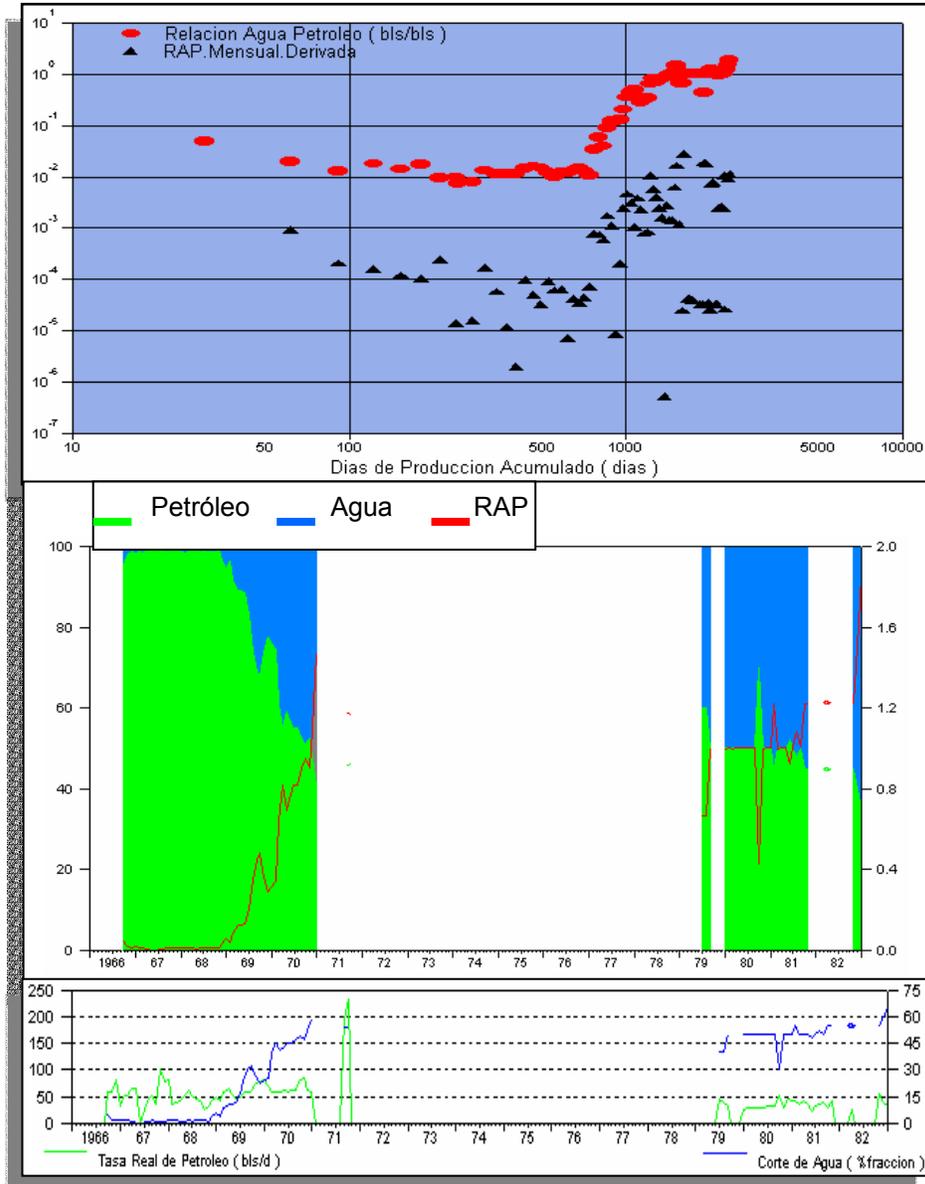


Figura N° 7.11 Pozo ES-419 Plots y curvas diagnóstico de Chan.

Seguidamente se observa la Figura N° 7.12, con ella se infiere que la conificación con canalización detrás del revestidor en los pozos productores del campo Socororo es el posible problema que rige el crecimiento acelerado de los altos cortes de agua.

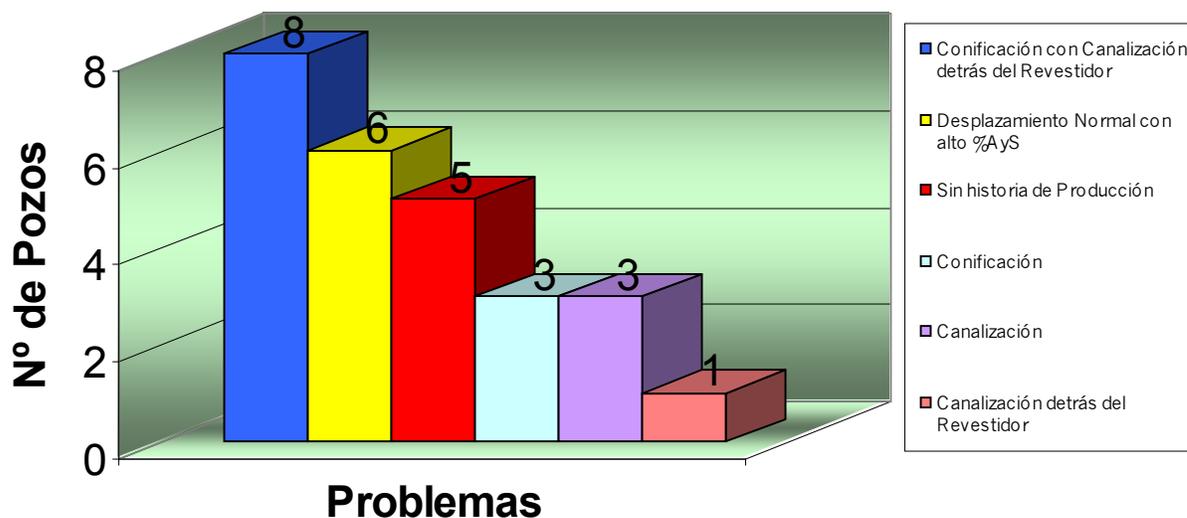


Figura N° 7.12 Mecanismos predominantes en la producción de agua.

#### 7.4 Determinación de Reservas.

##### 7.4.1 Petróleo Original en Sitio (POES).

Para el AMS el cálculo de POES por medio de la aplicación OilField Manager no representa el volumen de petróleo original en sitio, ya que se tienen en esta área muchos yacimientos pequeños, múltiples y variables, donde no hay continuidad de las arenas y por lo tanto el mapa generado muestra sólo la tendencia de donde se encuentran las mayores acumulaciones del área.

La validez de este Petróleo Original en Sitio es de alta incertidumbre ya que fueron tomados los toques y bases del miembro oficina, donde existen arenas contentivas de gas, lo cual altera el valor del POES. Para solventar este

problema es necesario recalcular el POES por arena considerando una evaluación petrofísica actual y adecuada.

En la Figura B-16 del Apéndice B se observan los mapas involucrados en el cálculo y el POES. En el área se divisan dos zonas las cuales poseen las mayores acumulaciones de POES, el área 2 con altos valores de petróleo “in situ”, y el área 1 con moderados valores. El mapa de ANP es el que tuvo una mayor influencia en el cálculo de POES, observándose gran semejanza entre ambos. El área 2, debido a que tiene los mayores valores de ANP, Phi y Soi de todo el campo, presenta las mayores acumulaciones de petróleo.

#### **7.4.2 Reservas Remanentes.**

Las reservas remanentes son la cantidad de petróleo del área que pueden recuperarse posterior a lo que se ha producido, estas son calculadas a través de varias formas; en el OilField Manager se generaron mapas de reservas remanentes a partir del análisis de curvas de declinación, usando para esto la declinación exponencial y las curvas tipo de Fetkovich. Estos mapas dan una idea de donde se encuentran las mayores acumulaciones recuperables del área, siempre y cuando la estrategia de explotación, fluidos producidos, movilidades, etc, se continúe aplicando de la misma forma en el período de pronóstico.

Para el caso de pozos donde la historia de producción es escasa, se tomó una tasa de declinación promedio del campo Socororo de 29.43%, lo cual representa una alta declinación, causada posiblemente por otros problemas (arenamiento, etc) con la finalidad de poder estimar un volumen de reservas remanentes del pozo.

En la Tabla N° 7.1, se muestran las reservas remanentes por las curvas de declinación exponencial y curvas tipo de Fetkovich para cada pozo obtenidas por medio del OFM.

**Tabla N° 7.1. Reservas remanentes usando ajuste de curvas por Declinación Exponencial y curvas tipo de Fetkovich**

Alias del Pozo	Reservas Remanentes (Bls) "Curvas Tipo de Fetkovich"	Reservas Remanentes (Bls) "Declinación Exponencial"
CAC 1	23794	4260
CAC 2	275375	174043
CAC 3	93510	93510
ES 111	19325	19325
ES 401	176102	176102
ES 402	2895	2895
ES 404	740954	708718
ES 406	95945	22944
ES 407	26711	26711
ES 415	37120	37120
ES 417	393255	383140
ES 419	137439	137439
ES 423	77876	77876
ES 427	206292	72610
ES 428	16356	16356
ES 429	140764	50627
ES 432	11488	11488
ES 433	53071	12091
ES 434	1759	18112
ES 435	13354	2835
ES 436	106251	5398
ES 437	7700	7700
ES 438	30983	30983
ES 441	282029	259476
ES 442	52613	52613
ES 446	1095319	1095319
ES 447	248955	37461
ES 448	40062	37930
ES 449	71914	71914
ES 450	44342	44342
SOC 1	17522	0
SOC 3	2982	2982
SOC 4	658066	466876
SOC 5	63932	63932

En la Figura N° B-17 del apéndice B, se muestra el mapa de reservas remanentes usando el ajuste de las curvas de declinación exponencial. En el área 1 se muestran dos zonas con altos valores de reservas remanentes, en las cuales se destacan los pozos ES-404; ES-446 y SOC-04 con las mayores reservas. En el área 2 se observa que los pozos ES-417 y ES-441 tienen las mayores reservas del área. En el área 3 el pozo ES-111 es el único pozo que presenta reservas remanentes y en el área 4 se destacan los pozos CAC-02 y CAC-03 con las mayores reservas remanentes del área.

En la Figura N° B-18 del Apéndice B, se observa el mapa de reservas remanentes usando el análisis de las curvas tipo de Fetkovich. En el área 1 se destacan tres zonas, dos con altos valores de reservas remanentes donde se ubican los pozos ES-446, ES-404 y SOC-04 y otra zona con valores bajos de reservas remanentes donde se ubica el pozo ES-447. En el área 2 se observan tres zonas donde se encuentran los pozos ES-417, ES-441 y ES-429. En el área 3 el pozo ES-111 es el único con reservas remanentes y el área 4 los pozos CAC-02 y CAC-03 son los que representan los mayores valores.

Analizando los mapas de reservas remanentes obtenidos, se observó mucha similitud en los mismos a diferencia de la zona norte del área 1 y oeste del área 2, con un escaso aumento en algunos pozos, esto se debió a que en el análisis de las curvas tipo de Fetkovich se tomó en cuenta la declinación hiperbólica y armónica, en la cual se observa un comportamiento de la declinación donde la pendiente se va suavizando (disminuyendo su pendiente) a medida que transcurre el tiempo, dando como resultado un escenario más optimista que el otro análisis (declinación exponencial).

En este cálculo de reservas remanentes se debe tomar en cuenta la influencia del aumento del corte de agua, ya que este es uno de los problemas más frecuentes en el AMS, esto no se logró por razones ajenas al trabajo propiamente dicho, por lo tanto se imposibilitó determinar la cantidad de

petróleo que se puede recuperar antes de alcanzar una RAP económicamente rentable (normalmente una RAP=19) a través de un gráfico de RAP vs Np, por lo que es importante realizar este análisis, ya que puede modificar los resultados.

De manera de obtener un estimado del factor de recobro del AMS a través del análisis de curvas de declinación se consiguió que para las curvas de declinación exponencial las reservas remanentes recuperables representaron 4.242.650 Bls. lo cual generó un factor de recobro del 3.43 % si se mantienen las mismas condiciones en cuanto a la estrategia de explotación, fluidos producidos, movilidades, etc, en el período de pronóstico; para el caso del análisis de las curvas tipo de Fetkovich, las reservas remanentes totales fueron de 5.249.694 Bls que representó un factor de recobro del 3.67%. Los factores de recobro calculados contrastan con el factor de recobro esperado (15%), ya que es necesario optimizar el plan de explotación y realizar estudios más completos a los pozos, por ejemplo el posible daño a la formación causada por la perforación sobrebalance, esto genera que se recupere un menor volumen de petróleo.

## 7.5 Oportunidades para Mejorar la Productividad de los Pozos.

### 7.5.1 Área 1

#### ❁ ES – 401.

Este pozo se encuentra completado en cinco (5) yacimientos (P2 SOC-01; R4L ES-401; U1U YS-610; U2U ES-401 y U2L ES-401), si no se cambian las condiciones de producción este pozo debería producir cerca de 176.102 Bls. para el yacimiento U1U YS-610 que actualmente esta en producción con estado actual Bombeando por cabillas con unidad de gas “PGB”. Si se quiere producir

gas se deben explotar las arenas prospectivas superiores (R4L ES-401 y P2 SOC-01). Para los yacimientos U2U ES-401 y U2L ES-401, se recomienda por los problemas de arenamiento y alto %AyS, revisar el fondo del pozo para verificar si esta arenado; optimizar tecnología de control de arena; revisar o correr registro CBL/VDL para establecer la calidad del cemento y así evitar los altos %AyS por la posible canalización detrás del revestidor; realizar tratamiento con aditivos químicos para controlar la producción excesiva agua; determinación de la tasa crítica para obtener la tasa máxima de producción evitando así la posible conificación; y cualquier otro estudio relacionado con los problemas antes mencionados.

✿ **ES - 402.**

No se cuenta con suficiente historia de producción para realizar un análisis más completo. El pozo esta completado en los yacimientos J3U ES-402; U1 ES-402 y J2 ES-402, con problemas de altos %AyS para los dos primeros yacimientos, para el yacimiento J3U ES-402 se tomó la tasa de declinación promedio del campo Socororo (por la falta de información) obteniendo un volumen de petróleo de 2895 Bls. Con estas condiciones el pozo no es atractivo económicamente.

✿ **ES - 404.**

El pozo se encuentra completado en el yacimiento P2 ES-404. El estado actual es Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “ERB”. Si se mantienen las condiciones de producción para este yacimiento, se esperan obtener 740954 Bls. de petróleo, este es uno de los pozos con el más alto potencial del área, lo cual representa un buen candidato para reacondicionamiento y por ende es necesario un estudio de tecnología de control de arena por los múltiples problemas de arenamiento que ha sufrido el pozo.

✿ **ES – 406.**

El pozo se encuentra completado en el yacimiento P2 ES-404, con estado actual Esperando abandono “EAN”. A pesar de su poca historia de producción, presentó alto potencial de petróleo al inicio de su historia con una disminución rápida de este y un aumento significativo de la producción de gas, de continuar las condiciones de producción se espera producir 95945 Bls de petróleo, se recomienda realizar un estudio más detallado del pozo para determinar las razones del estado actual..

✿ **ES – 407.**

El pozo esta completado en el yacimiento P2 ES-404 con estado actual Inyector de agua cerrado “CWI”. Se pueden esperar mejores potenciales que el observado al inicio de su producción; si las condiciones de producción no varían se esperaría recuperar 26711 Bls. de petróleo. Se recomienda revisar o correr registro CBL/VDL por posible canalización detrás del revestimiento y reacondicionar el pozo para producir el yacimiento P2 ES-404.

✿ **ES – 415.**

El pozo esta completado en el yacimiento TU ES-415 con estado actual Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “ERB”. Por la falta de historia de producción se tomó la tasa de declinación promedio del campo, originando un volumen de 37120 Bls. de petróleo para el pronóstico. Se recomienda realizar un estudio de control de arena, del método de levantamiento artificial, verificar la existencia de posible daño a la formación para producir por el yacimiento TU ES-415.

✿ **ES – 427.**

El pozo esta completado en los yacimientos P1 ES-427 y R0 ES-447. Si el pozo se produce con las mismas condiciones se espera producir un volumen de petróleo de 206292 Bls. para el período de pronóstico. Se recomienda estudiar la factibilidad técnico/económica de la utilización del gas para en el yacimiento P1 ES-427 y probar el yacimiento R0 ES-447.

✿ **ES – 439.**

El pozo esta completado en el yacimiento I3 ES-439 como suplidor de gas con estado actual Cerrado por orden del MEM “EHN”. Se recomienda estudiar la factibilidad técnico/económica de producción o control de gas para este yacimiento.

✿ **ES – 442.**

El pozo esta completado en los yacimientos U2L ES-442; R0 ES-442 y P1 ES-442 con estado actual Esperando instalación de subsuelo “ELL”. Se recomienda correr o revisar el registro CBL/VDL para verificar la condición del cemento en las paredes del hoyo. Para el yacimiento U2L ES-442, si las condiciones operacionales no varían se espera una producción de 52613 Bls. de petróleo, se recomienda obtener la tasa critica para evitar la conificación. Para el yacimiento R0 ES-442 se recomienda correr un Flowmeter o PLT para localizar las arenas donde se tiene posiblemente una producción excesiva de agua, de modo de buscar potenciales iniciales del yacimiento y un estudio de factibilidad técnico/económico de comercialización o control del gas producido.

✿ **ES – 446.**

El pozo esta completado en los yacimientos U1U YS-610 y U2L ES-401, con estado actual Bombeando por cabillas con unidad de gas “PGB”. Para el yacimiento U2L ES-401 se propone un estudio de factibilidad de aplicación de tecnología de control de arena. Para el yacimiento U1U YS-610 se esperan unas reservas remanentes de 1095319 Bls. de petróleo, de continuar con las mismas características de producción; se sugiere realizar un estudio de control de arena y correr o revisar un registro CBL/VDL por posible canalización detrás del revestidor.

✿ **ES – 447.**

El pozo esta completado en los yacimientos R0 ES-447 y P1 ES-427 con estado actual Cerrado por otras causas “EOL”. Para el yacimiento R0 ES-447 se esperan unas reservas remanentes de 248955 Bls. de petróleo con las mismas condiciones de operación; se recomienda correr o revisar el registro CBL/VDL para determinar la posible canalización detrás del revestidor, realizar un estudio de control de arena y un estudio de factibilidad técnico económico de utilización del gas y determinar la tasa crítica para evitar la posible conificación.

✿ **ES – 449.**

El pozo esta completado en los yacimientos U1M ES-449; U1L ES-449; U2U ES-449 y R0 ES-442 con estado actual Cerrado por alta relación agua – petróleo “EWL”. Para el yacimiento R0 ES-442 se esperan unas reservas remanentes de 71914 Bls. de petróleo para el pronóstico; se propone obtener la tasa crítica para evitar la posible conificación y estudiar el uso de tecnología de control de agua.

❁ **SOC – 01.**

El pozo esta completado en el yacimiento P2 SOC-01 con estado actual Esperando reparación menor de subsuelo (Servicio) “EMB”. Si las condiciones de producción se mantienen se esperan producir 17522 Bls de petróleo. Por los bajos potenciales obtenidos se recomienda revisar arenas superiores o esperar mejores condiciones de mercado.

❁ **SOC – 03.**

El pozo esta completado en los yacimientos P2 SOC-01 y U1U YS-610 con estado actual Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “EMB”. Para el yacimiento U1U YS-610 se esperan unas reservas remanentes de 2982 Bls. de petróleo en el tiempo de pronóstico. Se sugiere optimar la tecnología de control de arena y realizar un Build Up para comprobar la existencia de un posible daño a la formación, ya que con las condiciones actuales no es candidato a reactivación.

❁ **SOC – 04.**

El pozo esta completado en los yacimientos U8U SOC-04 y U1U YS-610 con estado actual Bombeando por cabillas con unidad de gas “EMB”. Para el yacimiento U1U YS-610 si continúan las condiciones de operación se espera recuperar un volumen de petróleo de 658066 Bls; se sugiere estudiar el uso de tecnología de control de agua por posible avance del acuífero y optimar la tecnología de control de arena.

✿ **SOC – 05.**

El pozo esta completado en el yacimiento U2L ES-401 con estado actual Esperando reparación menor de subsuelo (Servicio) “EMB”. Si no se cambian las condiciones de producción se explotaran 63932 Bls. de petróleo en el tiempo de pronóstico. Se propone optimar la tecnología para el control de arena.

### 7.5.2 Área 2

✿ **ES – 417.**

El pozo esta completado en los yacimientos S2 ES-423; U1L ES-417 y U2U ES-418 con estado actual Inyector de gas cerrado “CGI”. Chan no es concluyente, pero se recomienda correr o revisar registro de saturaciones por sospecha de de posible avance del acuífero proveniente del yacimiento U2U ES-418; aplicar tecnología para el control de agua y arena. Se esperan recuperar 393255 Bls. con las mismas condiciones operativas para el yacimiento U1L ES-417.

✿ **ES – 418.**

El pozo esta completado en los yacimientos S2 ES-423; U1L ES-417 y U2U ES-418 con estado actual Abandonado por alta relación gas – petróleo “AGN”. Debido al problema que presenta este pozo (incendio) se debe estudiar la factibilidad de activar este pozo y obtener la tasa crítica para evitar la conificación, además de revisar o correr un registro CBL/VDL.

✿ **ES – 419 – 419A.**

El pozo esta completado en los yacimientos U1L ES-417 y S5 ES-419 con estado actual Abandonado por otras razones “AOL”. Este pozo estuvo relacionado con un proyecto de inyección de gas para el yacimiento U1L ES-417, en el cual para ese período de inyección no se encontraban produciendo los pozos vecinos, por lo cual no resultaron beneficiados. Se recomienda estudiar la factibilidad técnico/económica de un proyecto de inyección de gas para el yacimiento U1L ES-417, reacondicionándose este pozo como inyector. De no concretarse este proyecto para reacondicionar el pozo se debe correr un Flowmeter o PLT para determinar la procedencia del agua.

✿ **ES – 420.**

El pozo esta completado en los yacimientos U1 ES-420; U2M ES-420 y U4U ES-420 con estado actual Cerrado por razones económicas “EEN”. En el yacimiento U1 ES-420 se sugiere realizar un registro CBL/VDL y un estudio de tecnología de control de agua. Para el yacimiento U2M ES-420 se recomienda correr un Flowmeter o PLT para determinar la procedencia del agua.

✿ **ES – 423.**

El pozo esta completado en los yacimientos S2 ES-423; S5 ES-423; TU,M ES-423; U1L ES-429 y U8U ES-423 con estado actual Cerrado por alta relación gas – petróleo “EGL”. Para el yacimiento S2 ES-423 se esperan unas reservas remanentes de 77876 Bls. para el período de pronóstico; Se recomienda correr o revisar registro de saturaciones y un estudio de tecnología de control de agua por posible avance del acuífero.

**✿ ES – 425.**

El pozo esta completado en los yacimientos S2 ES-425 y TM ES-425 con estado actual Cerrado por alta relación gas – petróleo “EGL”. Aunque no es posible determinar las reservas remanentes se debe optimar el sistema de levantamiento; se recomienda revisar o correr un registro CBL/VDL por posible canalización detrás del revestidor y estudiar el uso de tecnologías de control de agua por la posible cercanía del contacto agua – petróleo (el pozo esta ubicado entre la falla y el contacto agua petróleo).

**✿ ES – 428.**

El pozo esta completado en los yacimientos J3M ES-428; R2L ES-428 y S2 ES-423 con estado actual Esperando instalación de superficie “EIS”. Siguiendo las condiciones de operación se espera recuperar para el yacimiento S2 ES-423 unos 16356 Bls. Por el potencial inicial se debe retomar interés sobre el yacimiento S2 ES-423 utilizando tecnología de control de gas; se recomienda determinar la tasa crítica para evitar la conificación; optimar la tecnología de control de arena y sistema de levantamiento.

**✿ ES – 429.**

El pozo esta completado en los yacimientos U1L ES-429; U4M ES-429 y U1U ES-423 con estado actual Cerrado por alta relación agua – petróleo “EWL”. Para el yacimiento U4M ES-429 se esperan unas reservas remanentes de 140764 Bls.; por su potencial inicial se debe estudiar la factibilidad de usar tecnología de control de agua (geles sellantes, tasa critica, etc) o recompletar en arenas superiores. Para el U1L ES-429 se recomienda optimar el levantamiento artificial y estudiar tecnología de control de agua para obtener mayores potenciales.

✿ **ES – 432.**

El pozo esta completado en los yacimientos S2 ES-423 y U1L ES-417 con estado actual Cerrado por alta relación gas – petróleo “EGL”. Para el yacimiento S2 ES-423 se recomienda estudiar la factibilidad de comercialización o utilización del gas. Para el yacimiento U1L ES-417 se sospecha de daño de formación por los bajos potenciales; se sugiere un estudio de control de arena, revisar fondo, realizar un Build Up; con estas condiciones para este yacimiento se espera obtener 11488 Bls. de petróleo para el pronóstico.

✿ **ES – 433.**

El pozo esta completado en los yacimientos TU,M ES-423 con estado actual Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “ERB”. Con las mismas condiciones de operación se esperan producir 53071 Bls. de petróleo en el pronóstico; se recomienda correr o revisar un registro CBL/VDL por posible conificación con canalización detrás del revestimiento; utilizar tecnología de control de agua por la cercanía del acuífero y revisar tecnología de control de arena.

✿ **ES – 434.**

El pozo esta completado en los yacimientos R0 ES-417; S2 ES-423 y U2U ES-418 con estado actual Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “ERB”. Para el yacimiento S2 ES-423 se recomienda estudiar la factibilidad de comercializar o utilizar el gas producido. Para el yacimiento U2U ES-418 se sospecha de un posible daño causado por el empaque, se propone revisar la tecnología de control de arena.

✿ **ES – 435.**

El pozo esta completado en los yacimientos S2 ES-423; S4 ES-437 y U1L ES-437. Para el yacimiento S2 ES-423 se esperan recuperar 13354 Bls. con las mismas condiciones de operación; se recomienda optimar el sistema de levantamiento artificial; correr un registro de saturaciones por posible avance del acuífero y estudiar la factibilidad del uso de aditivos químicos para el control del agua y gas.

✿ **ES – 436.**

El pozo esta completado en el yacimiento S5 ES-436 con estado actual Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “ERB”. Se espera producir para el pronóstico 106251 Bls. de petróleo; se propone estudiar la factibilidad técnico/económica del uso de tecnología de control de arena.

✿ **ES – 437.**

El pozo esta completado en los yacimientos S4 ES-437; S5 ES-437 y U1L ES-437 con estado actual Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “ERB”. Por la poca historia de producción se tomó la tasa de declinación promedio del yacimiento y las reservas remanentes del yacimiento S5 ES-437 obtenidas son de 7700 Bls. de petróleo; Se sugiere revisar tecnología de control de arena y de sistema de levantamiento artificial.

✿ **ES – 438.**

El pozo esta completado en el yacimiento TM ES-438 con estado actual Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “ERB”. Se espera obtener

para este pozo manteniendo las mismas condiciones operativas 30983 Bls. de petróleo; Se recomienda la revisión de la tecnología de control de arena.

✿ **ES – 441.**

El pozo esta completado en el yacimiento U9 ES-441 con estado actual Cerrado por alta relación agua – petróleo “EWL”. las reservas remanentes que se esperan manteniendo las condiciones operacionales son de 282029 Bls.; Se recomienda correr o revisar CBL/VDL por posible canalización detrás del revestidor; estudiar la factibilidad de usar tecnología de control de agua o buscar oportunidades en arenas superiores.

✿ **ES – 448.**

El pozo esta completado en el yacimiento S5 ES-436 con estado actual Esperando reparación mayor de subsuelo (Workover) “ERB”. Las reservas remanentes están en el orden de los 40062 Bls.. Se propone revisar la tecnología de control de arena.

✿ **ES – 450.**

El pozo esta completado en los yacimientos U1L ES-417 y U2U ES-418 con estado actual Cerrado esperando reparaciones menores de superficie “CRB”. Por la escasa historia de producción se tomó la tasa de declinación promedio del campo Socororo y se obtuvieron unas reservas remanentes de 44.342 Bls de petróleo para el yacimiento U2U ES-418; se sugiere verificar comunicación de U2U ES-418 con U1L ES-417; revisar la tecnología para el control de arena y factibilidad de completar en arenas superiores buscando mayores potenciales.

### CONCLUSIONES

- ❁ La información disponible es escasa y de mala calidad.
- ❁ La herramienta OilField Manager se estableció en PetroUCV con el fin de monitorear, controlar y hacer seguimiento de los proyectos a ser realizados en planes de explotación del Área Mayor de Socororo a través de toda la información disponible.
- ❁ La utilización de la herramienta OilField Manager establece como los principales problemas del Área Mayor de Socororo: el arenamiento, la alta producción de agua y la elevada producción de gas.
- ❁ La característica lenticular de los cuerpos arenosos del AMS no permiten la utilización de las técnicas estadísticas para determinar la distribución del Petróleo Original en Sitio (POES) y las Reservas Remanentes.
- ❁ El Área 1 es la de mayor prospectividad.
- ❁ El Área 2, desde el punto de vista de producción de petróleo, está condicionada por altos cortes de agua, alta arcillosidad, fuertes problemas de arenamiento y alta producción de gas, a pesar de existir una tendencia a las mayores acumulaciones de Petróleo Original en Sitio del AMS.
- ❁ Las arenas P1 y P2 del Área 1, tienen buen potencial de petróleo inicial y además están fuertemente influenciadas por la alta producción de gas.
- ❁ La arena R0 del Área 1, tiene elevado potencial de petróleo inicial, y se encuentra influenciada por la alta producción de agua.

- ✿ En el área 2, por encima de las arenas U1M,L, existe un gran potencial de gas para la explotación.
- ✿ Existen casos de inconsistencia en la información de producción y petrofísica.

### RECOMENDACIONES

- ✿ Analizar la complejidad del Área Mayor de Socororo, por medio de estudios en detalle de: Geología, Petrofísica e interpretación Sísmica con el propósito de definir sistemáticamente un modelo estático por áreas.
- ✿ Efectuar un levantamiento de información: Presiones, Registros de Saturación (Carbono – Oxígeno) para determinar las cantidades y tipos de elementos presentes en las formaciones evaluadas, Registros PLT para identificar la procedencia de fluidos dentro del pozo, Registros Flowmeter para determinar la tasa de producción de cada intervalo dentro del pozo y Registro CBL/VDL para chequear la calidad del cemento.
- ✿ Estudiar la factibilidad técnico económica de la producción de gas en el área 2.
- ✿ Realizar un estudio de tecnología de control de arena en el área 2, ya que este problema puede estar influyendo en la baja productividad de los pozos
- ✿ Evaluar las oportunidades identificadas en la Discusión de Resultados Capítulo VII, sección 7.5, para mejorar la productividad de los pozos.
- ✿ Revisar la información de producción cargada en el OilField Manager tomando en cuenta las sugerencias planteadas en el Apéndice C (problemas detectados).
- ✿ Realizar una reconstrucción de las historias de pozos, ya que se encontraron inconsistencias.

- ❁ Revisar el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) y Reservas Remanentes una vez que se reinterprete e incorpore la información petrofísica, estructural y estratigráfica del AMS.
- ❁ Establecer una base de datos actualizada, que permita disponer de información de buena calidad, lo cual proveerá en el futuro reevaluar las técnicas empleadas en este trabajo.

**REFERENCIAS**

1. Alvarado G.Eliana A., Mier y Terán M. Miglene F. "DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE DECLINACIÓN DE LOS PRINCIPALES YACIMIENTOS DEL ALTO Y SURESTE DE CEUTA" Informe de Pasantía Universidad Central de Venezuela.
2. Chan K. S. "WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS". SPE – 30775. 1995.
3. Craft, B. y Hawkins M.. "INGENIERIA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS". Madrid, España. 1977. 559pp.
4. Díaz, Cristian y Díaz Yoslery. "DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA DE PRODUCCIÓN DE ARENA Y DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS ADECUADO PARA SU CONTROL EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO". Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas Abril 2002.
5. Economides, Michael J. "PETROLEUM PRODUCTION SYSTEM". New Jersey. U.S.A.1994. 611pp.
6. Essensfeld, Martín. "ANALISIS GRÁFICO DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS Y YACIMIENTOS". Caracas. Venezuela. 1981. 178pp.
7. Essensfeld, Martín. "FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS". Caracas. Venezuela. 1985.
8. Essensfeld, Martín. "SISTEMA POZOS / YACIMIENTO". Caracas. Venezuela. 1995.

9. Exxon Corporation, “RESERVOIR ENGINEERING MANUAL”,U.S.A., Capitulo 3-1 (10pp).
10. González H Abdel J ”INFORME DE PASANTÍA ANÁLISIS DE DECLINACIÓN, RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE ANÁLISIS PVT BLOQUE X, BLOQUE IX Y BLOQUE XIV FLANCO OESTE Y FLANCO ESTE MARAVEN, S.A.” Universidad Central de Venezuela.
11. González R. Reinaldo J. “CURSO INTRODUCCIÓN A LA GEOFISICA”. Manual del CIED.
12. Mansilla Scherer, Manrique, “LÉXICO ESTRATIGRÁFICO ELECTRÓNICO DE VENEZUELA”, Documento patrocinado por Petróleos de Venezuela, S.A., Última actualización Marzo 1999.
13. Medina, Mileida y González Edgar, “ANÁLISIS DEL ORIGEN- CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO GUAFITA NORTE”, PDVSA SUR, Octubre 1999.
14. París de Ferrer, Magdalena, “INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS”, Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo Venezuela, 2001, 390pp.
15. PetroUCV, S.A., “PLAN DE DESARROLLO AREA MAYOR SOCORORO 2002-2021”, Diciembre 2001.
16. Vilanova, Jordi; Leyba Ricardo; etc. “OILFIELD MANAGER WORKSHOP TRAINING MANUAL”. Schlumberger GeoQuest.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**API:** American Petroleum Institute, organización sin fines de lucro que tiene como función coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con el gobierno y otros.

**Arcillosidad:** Volumen de arcilla que se encuentra en la arena, a mayor volumen de arcilla menor será la permeabilidad.

**Arco de arena:** Es el arco que se forma alrededor de los túneles de perforación, y tiene la capacidad de soportar esfuerzos verticales y cargas.

**Área:** División geográfica de gran escala en la cual se desarrollan actividades de explotación o producción.

**Arenamiento:** Fenómeno donde material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie junto con los fluidos producidos.

**Buzamiento:** Ángulo formado entre el plano de estudio y el plano horizontal.

**Campo:** Conjunto de yacimientos de hidrocarburos proyectados en superficie que poseen características similares y están asociados al mismo rasgo geológico.

**Datum:** Nivel de profundidad tomado como referencia.

**Factor de recobro:** Representa el porcentaje del hidrocarburo original en sitio que se puede recuperar económicamente, y su valor dependerá de las características del sistema roca – fluido, del mecanismo de producción, de las características geológicas del yacimiento y de otros factores ajenos al yacimiento donde interviene directamente

la mano del hombre, tales como la perforación y completación de los pozos y la estrategia de explotación del yacimiento.

**Falla no sellante:** Fractura de la corteza terrestre donde uno de los lados o labios de la falla se mueve en relación al otro bloqueando parcialmente el flujo de fluidos.

**Falla sellante:** Fractura de la corteza terrestre donde uno de los lados o labios de la falla se mueve en relación al otro bloqueando el flujo de fluidos.

**Fino:** Partícula que posee un tamaño comprendido entre 44 y 74 micrones.

**Formación:** Estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

**Kriging:** Método de interpolación que optimiza ciertas propiedades estadísticas utilizando información del variograma para hallar un conjunto óptimo de valores relativos. El variograma se utiliza entonces como modelo estadístico para calcular la superficie como un promedio ponderado de las mediciones conocidas. OFM utiliza un modelo de variograma lineal que refleja la relación entre la distancia del par de pozos y la variación de las variables.

**Monoclinal:** Estructura constituida por capas paralelas inclinadas en una sola dirección. Se origina cuando dos estratos de la corteza se deslizan ascendiendo o descendiendo uno respecto al otro, sin que llegue a producirse una falla.

**Nearest neighbor:** Método de interpolación basado en el promedio de la inversa de la distancia. Este método determina el valor en cada punto de la cuadrícula promediando los valores de N puntos de control dentro del área de influencia. El área de influencia predeterminada comprende los cinco pozos más cercanos. Con este método se

obtienen líneas uniformes cuando los puntos de control están distribuidos en forma pareja.

**Nemónico:** Prefijo utilizado para nombrar un pozo del campo, es importante señalar que este puede ser diferente para las diversas regiones del campo.

**Pronóstico (Análisis de curvas de declinación):** Es la declinación a futuro que resulta de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas sobre los datos de producción histórica.

**Reacondicionamiento (Workover):** Trabajo realizado en pozos de petróleo, gas o de inyección después de haberse cumplido la perforación y completación inicial.

**Registro de cementación (CBL/VDL):** Perfil de cementación CBL “Cement Bong Log” es un registro continuo de la amplitud de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería; la amplitud de la primera onda que llega al receptor varía según las condiciones de cementación de la tubería: esta es máxima cuando la tubería esta libre y mínima frente a una tubería perfectamente cementada. Conjuntamente con el CBL se registra la densidad variable de ondas VDL “Variable Density Log” es una representación cualitativa del tren completo de ondas que llegan hasta un receptor ubicado a 5 pies del transmisor.

**Registro de producción (PLT):** El registro PLT “Production Logging Tool” consta de cinco registros individuales cuyas combinaciones resultan en poderosas respuestas para obtener información precisa acerca de la procedencia de fluidos dentro del pozo; también es posible identificar distintos problemas mecánicos en el pozo como fisuras en la tubería y canales detrás del revestidor. Los registros individuales que componen el registro de producción son: registro flowmeter, registro de ruido, registro de temperatura, registro gradiomanómetro y registro de presión.

**Registro de Saturación (Carbono – Oxígeno):** Se basa en la medición de los rayos gamma emitidos por los distintos elementos que constituyen la formación, cuando estos son sometidos a un continuo bombardeo de neutrones de altísima energía; cada elemento emite rayos gamma distintos, lo cual hace muy valioso el uso de este perfil para determinar los tipos y cantidades de elementos presentes en las formaciones evaluadas, lo cual puede convertirse en datos sobre el tipo y saturación de fluido en la formación.

**Registro para medir la Tasa de Flujo “Flowmeter”:** Este registro tiene como objetivo principal, medir la cantidad de fluido que esta pasando en un sector determinado dentro del pozo, para de esta forma determinar la tasa de producción de cada intervalo. El principio de esta herramienta se basa en hacer girar una Hélice ubicada en el extremo inferior, la rotación de la misma depende de la velocidad con que este pasando el fluido a través de ella.

**Reparación:** Trabajo realizado para corregir fallas mecánicas en instalaciones de superficie o de subsuelo que disminuyen o impiden la producción de un pozo.

**Spline:** Es una técnica de interpolación bidimensional que se utiliza habitualmente, mediante la cual se interpola el valor de una variable en un punto dado sobre una superficie plana definida por un conjunto de puntos de control. Como ejemplo podemos mencionar la profundidad vertical real del tope en una formación en la localización de cada pozo. Estos puntos de control se ajustan sobre una superficie plana. En el proceso de interpolación se utilizan la segunda derivada y los valores de la variable. Con este método se obtienen líneas de contorno suaves que requieren un menor proceso de cálculo que el algoritmo de Kriging.

**X delta:** Especifica la desviación relativa del desplazamiento en la dirección x con respecto a la ubicación de la superficie (se pueden usar las coordenadas absolutas, como ocurre con \*XCoord). El desplazamiento es positivo hacia el este y se mide en el mismo sistema de coordenadas que se utiliza para especificar las coordenadas x e y.

**Y delta:** Especifica la desviación relativa del desplazamiento en la de dirección y, con respecto a la ubicación de la superficie. El desplazamiento es positivo hacia el norte y se mide en el mismo sistema de coordenadas que se utiliza para especificar las coordenadas x e y.

### Información Petrofísica

Referencia	Variable Calculada	Formula	Información Adicional	Unidades
A-1	Petrofísica.ANE.Unidad	@CLast(Zpetrofísica.ANE,Zpetrofísica.Unidad = Petrofísica.Unidad )	Arena Neta Explotable de la unidad	pies
A-2	Petrofísica.ANE.Yacim	@CTSum(Zpetrofísica.ANE,Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )	Arena Neta Explotable del Yacimiento	pies
A-3	Petrofísica.ANP.Unidad	@CLast(Zpetrofísica.ANP,Zpetrofísica.Unidad = Petrofísica.Unidad )	Arena Neta Petrolífera de la unidad	pies
A-4	Petrofísica.ANP.Yacim	@If(@CTSum(Zpetrofísica.ANP,Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )>0 , @CTSum(Zpetrofísica.ANP,Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento ) , -99999)	Arena Neta Petrolífera del Yacimiento	pies
A-5	Petrofísica.ANT.Unidad	@CLast(Zpetrofísica.ANT ,Zpetrofísica.Unidad = Petrofísica.Unidad )	Arena Neta Total de la Unidad	pies
A-6	Petrofísica.ANT.Yacim	@CTSum(Zpetrofísica.ANT , Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento)	Arena Neta Total del Yacimiento	pies

A-7	Petrofisica.Base.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Base ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad)	Base estructural de la Unidad	pies
A-8	Petrofisica.Base.Yacim	@TMax( Zpetrofisica.Base,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )	Base estructural del Yacimiento	pies
A-9	Petrofisica.K_ANE.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Perm_ANE ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Permeabilidad de la Arena Neta Explotable de la Unidad	md
A-10	Petrofisica.K_ANE.Yacim	@CTSum(Zpetrofisica.Perm_ANE * Zpetrofisica.ANE ,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )/@CTSum( Zpetrofisica.ANE,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )	Permeabilidad de la Arena Neta Explotable del Yacimiento	md
A-11	Petrofisica.K_ANP.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Perm_ANP ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Permeabilidad de la Arena Neta Petrolífera de la Unidad	md
A-12	Petrofisica.K_ANP.Yacim	@CTSum(Zpetrofisica.Perm_ANP * Zpetrofisica.ANP ,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )/@CTSum( Zpetrofisica.ANP,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )	Permeabilidad de la Arena Neta Petrolífera del Yacimiento	md
A-13	Petrofisica.K_ANT.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Perm_ANT ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Permeabilidad de la Arena Neta Total de la Unidad	md
A-14	Petrofisica.K_ANT.Yacim	@CTSum(Zpetrofisica.Perm_ANT * Zpetrofisica.ANT ,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )/@CTSum( Zpetrofisica.ANT,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )	Permeabilidad de la Arena Neta Total del Yacimiento	md

A-15	Petrofísica.PHI_ANE.Unidad	@CLast( Zpetrofísica.Por_ANE, Zpetrofísica.Unidad = Petrofísica.Unidad)	Porosidad de la Arena Neta Explotable de la Unidad	fracción
A-16	Petrofísica.PHI_ANE.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofísica.Por_ANE*Zpetrofísica.ANE, Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )/@CTSum(Zpetrofísica.ANE,Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )	Porosidad de la Arena Neta Explotable del Yacimiento	fracción
A-17	Petrofísica.PHI_ANP.Unidad	@CLast( Zpetrofísica.Por_ANP, Zpetrofísica.Unidad = Petrofísica.Unidad)	Porosidad de la Arena Neta Petrolífera de la Unidad	fracción
A-18	Petrofísica.PHI_ANP.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofísica.Por_ANP*Zpetrofísica.ANP, Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )/@CTSum(Zpetrofísica.ANP,Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )	Porosidad de la Arena Neta Petrolífera del Yacimiento	fracción
A-19	Petrofísica.PHI_ANT.Unidad	@CLast( Zpetrofísica.Por_ANT, Zpetrofísica.Unidad = Petrofísica.Unidad)	Porosidad de la Arena Neta Total de la Unidad	fracción
A-20	Petrofísica.PHI_ANT.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofísica.Por_ANT*Zpetrofísica.ANT, Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )/@CTSum(Zpetrofísica.ANT,Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )	Porosidad de la Arena Neta Total del Yacimiento	fracción
A-21	Petrofísica.SOI_ANP.Unidad	@CLast(Zpetrofísica.Soi_anp ,Zpetrofísica.Unidad = Petrofísica.Unidad )	Saturación Inicial de Petróleo de la Unidad	fracción
A-22	Petrofísica.SOI_ANP.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofísica.SOI_ANP*Zpetrofísica.ANP, Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )/ @CTSum( Zpetrofísica.ANP,Zpetrofísica.Yacimiento = Petrofísica.Yacimiento )	Saturación Inicial de Petróleo del Yacimiento	fracción

A-23	Petrofisica.SW_ANE.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Sw_ANE ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Saturación de Agua de la Arena Neta Explotable de la Unidad	fracción
A-24	Petrofisica.SW_ANE.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofisica.Sw_ANE*Zpetrofisica.ANE, Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )/@CTSum( Zpetrofisica.ANE,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )	Saturación de Agua de la Arena Neta Explotable del Yacimiento	fracción
A-25	Petrofisica.SW_ANP.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Sw_ANP ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Saturación de Agua de la Arena Neta Petrolífera de la Unidad	fracción
A-26	Petrofisica.SW_ANP.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofisica.Sw_ANP*Zpetrofisica.ANP, Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )/@CTSum( Zpetrofisica.ANP,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )	Saturación de Agua de la Arena Neta Petrolífera del Yacimiento	fracción
A-27	Petrofisica.SW_ANT.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Sw_ANT ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Saturación de Agua de la Arena Neta Total de la Unidad	fracción
A-28	Petrofisica.SW_ANT.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofisica.Sw_ANT*Zpetrofisica.ANT, Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )/@CTSum( Zpetrofisica.ANT,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento )	Saturación de Agua de la Arena Neta Total del Yacimiento	fracción
A-29	Petrofisica.Tope.Unidad	@clast(Zpetrofisica.Tope,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad)	Tope Estructural de la Unidad	pies
A-30	Petrofisica.Tope.Yacimiento	@If( @TMin(Zpetrofisica.Tope ,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento & Zpetrofisica.Tope > 1)>0	Tope Estructural del Yacimiento	pies

A-31	Petrofisica.Unidad	"(nombre de la Unidad a Estudiar)"	Se coloca el Nombre de la Unidad entre comillas, a la cual se le quiere generar los mapas petrofisicos deseados	-
A-32	Petrofisica.VSH_ANE.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Vsh_ANE ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Volumen de Lutita de la Arena Neta Explotable de la Unidad	fracción
A-33	Petrofisica.VSH_ANE.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofisica.ANE * Zpetrofisica.Vsh_ANE ,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento)/@CTSum(Zpetrofisica.ANE,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento)	Volumen de Lutita de la Arena Neta Explotable del Yacimiento	fracción
A-34	Petrofisica.VSH_ANP.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Vsh_ANP ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Volumen de Lutita de la Arena Neta Petrolífera de la Unidad	fracción
A-35	Petrofisica.VSH_ANP.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofisica.ANP * Zpetrofisica.Vsh_ANP ,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento)/@CTSum(Zpetrofisica.ANP,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento)	Volumen de Lutita de la Arena Neta Petrolífera del Yacimiento	fracción
A-36	Petrofisica.VSH_ANT.Unidad	@CLast(Zpetrofisica.Vsh_ANT ,Zpetrofisica.Unidad = Petrofisica.Unidad )	Volumen de Lutita de la Arena Neta Total de la Unidad	fracción
A-37	Petrofisica.VSH_ANT.Yacimiento	@CTSum(Zpetrofisica.ANT * Zpetrofisica.Vsh_ANT ,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento)/@CTSum(Zpetrofisica.ANT,Zpetrofisica.Yacimiento = Petrofisica.Yacimiento)	Volumen de Lutita de la Arena Neta Total del Yacimiento	fracción
A-38	Petrofisica.Yacimiento	"(Nombre del Yacimiento a Estudiar)"	Se coloca el Nombre del Yacimiento entre comillas, a la cual se le quiere generar los mapas petrofisicos deseados	-

## Indice de Heterogeneidad

Referencia	Variable Calculada	Formula	Información Adicional	Unidades
A-39	aa.Ptc	Petroleo.Tasa.Cal / No.Pozos.Prod.Activos	Petróleo tasa calendario por pozo	bls/d/pozo
A-40	aa.Atc	Agua.Tasa.Cal / No.Pozos.Prod.Activos	Agua tasa calendario por pozo	bls/d/pozo
A-41	aa.Gtc	Gas.Tasa.Cal / No.Pozos.Prod.Activos	Gas tasa calendario por pozo	pc/d/pozo
A-42	aa.Ptc2	@Reg( 1,Fecha , "Date")	Llama el valor almacenado en un registro de datos especificado.	bls/d/pozo
A-43	aa.Atc2	@Reg(2 , Fecha,"Date" )	Llama el valor almacenado en un registro de datos especificado.	bls/d/pozo

A-44	aa.Gtc2	@Reg( 3, Fecha, "Date")	Llama el valor almacenado en un registro de datos especificado.	pc/d/pozo
A-45	aa.lhp	@If(Petroleo.Tasa.Cal > 0 , Petroleo.Tasa.Cal / aa.Ptc2 - 1, 0)	Indice de Heterogeneidad preliminar	-
A-46	aa.lha	@If(Petroleo.Tasa.Cal > 0, Agua.Tasa.Cal / aa.Atc2 - 1,0 )	Indice de Heterogeneidad preliminar	-
A-47	aa.lhg	@If( Petroleo.Tasa.Cal > 0,Gas.Tasa.Cal / aa.Gtc2 - 1 , 0)	Indice de Heterogeneidad preliminar	-
A-48	aa.Rsumihp	@RSum(aa.lhp )	Sumatoria del indice de heterogeneidad	-
A-49	aa.Rsumiha	@RSum( aa.lha )	Sumatoria del indice de heterogeneidad	-
A-50	aa.Rsumihg	@RSum(aa.lhg )	Sumatoria del indice de heterogeneidad	-

## Método de Chan

Referencia	Variable Calculada	Formula	Información Adicional	Unidades
A-51	RAP.Mensual.Derivada	$\frac{ \text{RAP.Mensual} - \text{Previous(RAP.Mensual)} }{\text{If}(\text{Dias.Prod.Mensual} > 0, \text{Dias.Prod.Mensual}, \text{Dom(Fecha)})}$	Derivada de la RAP mensual	
A-52	RAP.Fit	$\text{If}(\text{Fit}(\text{Dias.Prod.Acumulado}, \text{RAP.Mensual}, \text{RAP.Mensual} > 0, \text{Dias.Prod.Acumulado}, \text{"deg 3 opt ylog"}) > 0, \text{Fit}(\text{Dias.Prod.Acumulado}, \text{RAP.Mensual}, \text{RAP.Mensual} > 0, \text{Dias.Prod.Acumulado}, \text{"deg 3 opt ylog"}), \text{Null}())$	Ajuste de la mejor curva de la RAP mensual	
A-53	RAP.Derivada.Fit	$\text{If}(\text{Fit}(\text{Dias.Prod.Acumulado}, \text{RAP.Mensual.Derivada}, \text{RAP.Mensual.Derivada} > 0, \text{Dias.Prod.Acumulado}, \text{"deg 3 opt ylog"}) > 0, \text{Fit}(\text{Dias.Prod.Acumulado}, \text{RAP.Mensual.Derivada}, \text{RAP.Mensual.Derivada} > 0, \text{Dias.Prod.Acumulado}, \text{"deg3opt ylog"}), \text{Null}())$	Ajuste de la mejor curva de la Derivada de la RAP mensual	

## Time Motion Study

Referencia	Variable Calculada	Formula	Información Adicional	Unidades
A-54	a.Delta	-120	Intervalo de tiempo en meses que se utiliza para generar los mapas	-
A-55	a.Dnp	Petroleo.Acumulado - @Rrec(Petroleo.Acumulado ,a.Delta )	Petróleo que se acumula en el intervalo de tiempo	bls
A-56	a.Dga	Gas.Acumulado - @Rrec(Gas.Acumulado ,a.Delta )	Gas que se acumula en el intervalo de tiempo	Mpc
A-57	a.Drgp	@If( Gas.Acumulado>0,Gas.Acumulado-@Rrec(Gas.Acumulado,a.delta) ,0 )/@If( Petroleo.Acumulado>0,Petroleo.Acumulado - @Rrec( Petroleo.Acumulado, a.delta) ,1 )	Relación Gas Petróleo en el Intervalo de tiempo	pc/bls
A-58	a.Dw	Agua.Acumulado - @Rrec(Agua.Acumulado , a.Delta)	Agua que se acumula en el intervalo de tiempo	bls
A-59	a.Dcorw	@If(Liquido.Acumulado > 0 , (Agua.Acumulado - @Rrec( Agua.Acumulado,a.delta ) )/(Liquido.Acumulado - @Rrec( Liquido.Acumulado, a.delta)) , 0)	Corte de agua en el intervalo de tiempo	fracción

## Radios Drenados

Referencia	Variable Calculada	Formula	Información Adicional	Unidades
A-60	RD.Radio.Burbuja	$0.3048 * \sqrt{(5.615 * Z_{\text{prod.Acum\_petroleo}} * 1.0924) / (3.1416 * \text{Petrofisica.PHI\_ANP.Yacim} * \text{Petrofisica.ANP.Yacim} * \text{Petrofisica.SOI\_ANP.Yacim})}$	Radios drenados	metros

## Reservas Remanentes

Referencia	Variable Calculada	Formula	Información Adicional	Unidades
A-61	Decl.Nombre.Caso	"(Nombre del caso)"	Se escribe entre comillas el caso al cual se quiere generar el mapa de reservas remanentes	-
A-62	Reservas.Remanentes	@DcaResults( "oil RES",Decl.Nombre.Caso )	Reservas remanentes	bls

## Mapas Normalizados

Referencia	Variable Calculada	Formula	Información Adicional	Unidades
A-63	a.Noranp	Petrofisica.ANP.Yacim/348	Normalización de los datos de la arena neta petrolífera tomando la información suministrada de PetroUCV	fracción
A-64	a.Nornp	Petroleo.Acumulado/765906	Normalización de los datos de petróleo Acumulado tomando la información suministrada por el proyecto	fracción
A-65	a.Norphi	Petrofisica.PHI_ANP.Yacim/0.367	Normalización de los datos de porosidad tomando la información suministrada por PetroUCV	fracción
A-66	a.Norsoi	Petrofisica.SOI_ANP.Yacim/0.765	Normalización de los datos de saturación inicial de petróleo tomando la información suministrada por PetroUCV	fracción



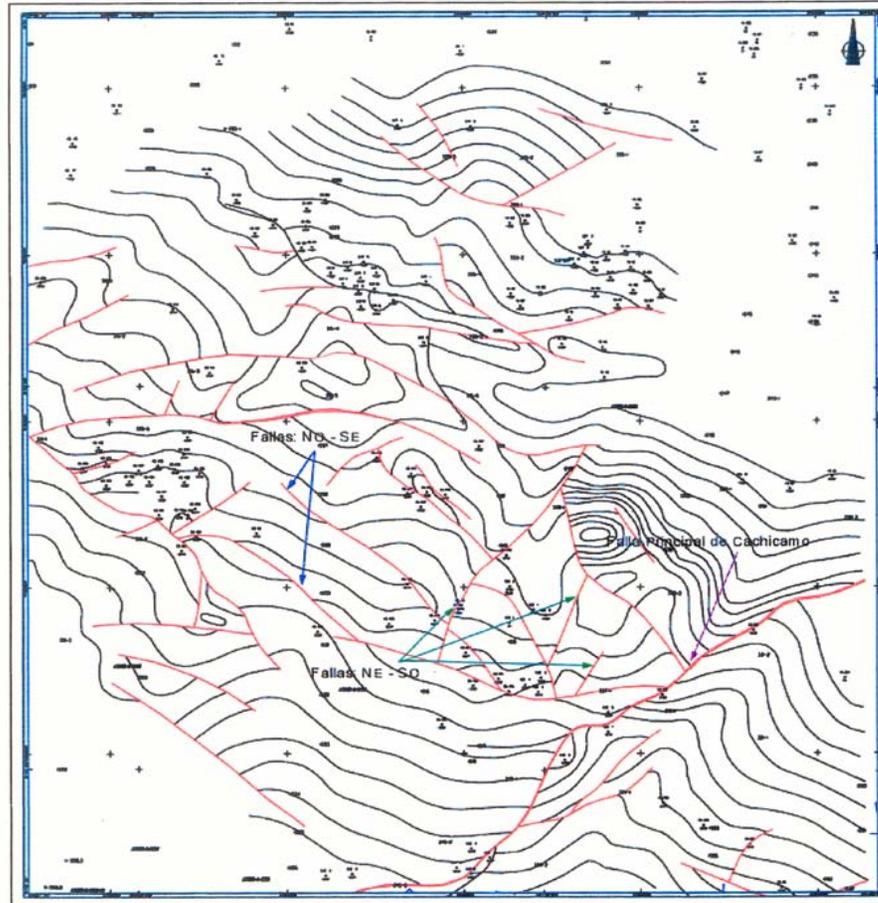
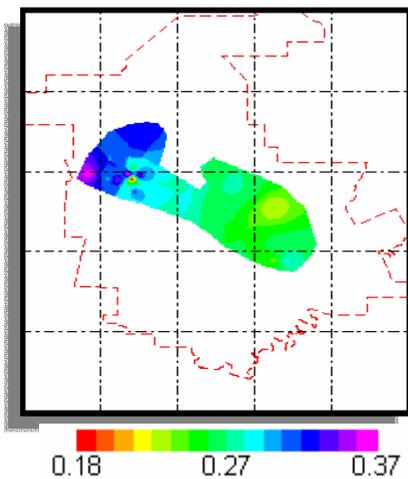


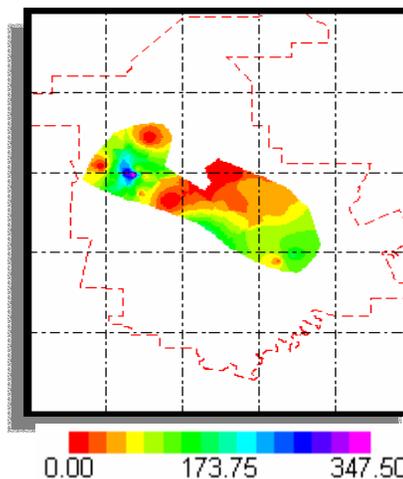
Figura N° B-2 Mapa Estructural del Tope de la Arena U1.

*Mapas de Isopropiedades*

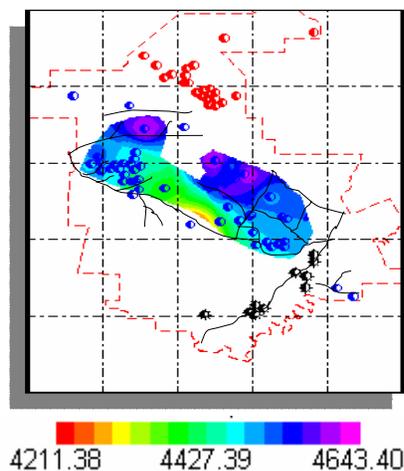
*Porosidad*



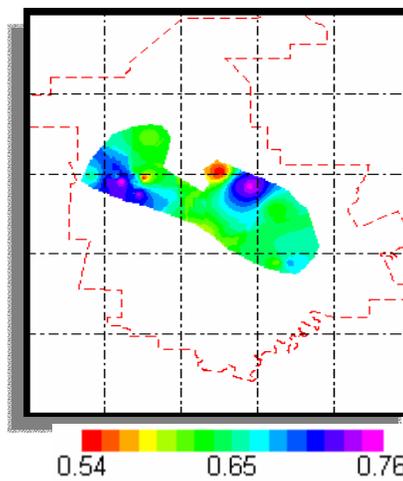
*Arena Neta Petrolífera*



*Tope Estructural de la arena U1*



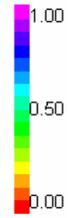
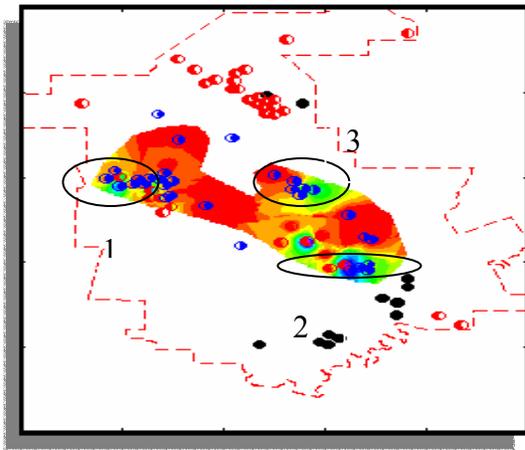
*Sat. Inicial de Petróleo*



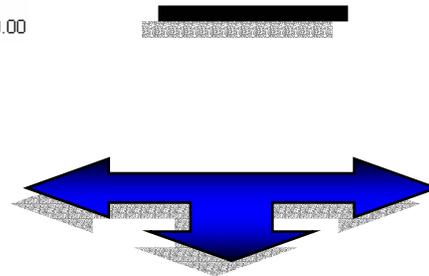
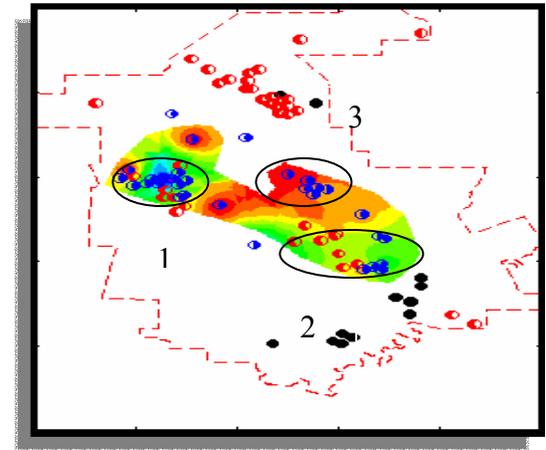
*Figura N° B-3 Mapas de Isopropiedades*

Mapas Normalizados

*Np Normalizado*



*ANP Normalizado*



*Np - ANP Normalizado*

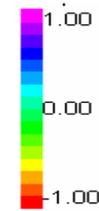
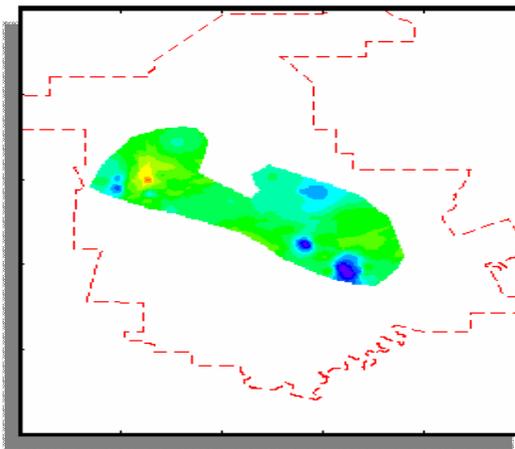


Figura N° B-4 Resta de Mapas Normalizados ( $Np - ANP$ ).

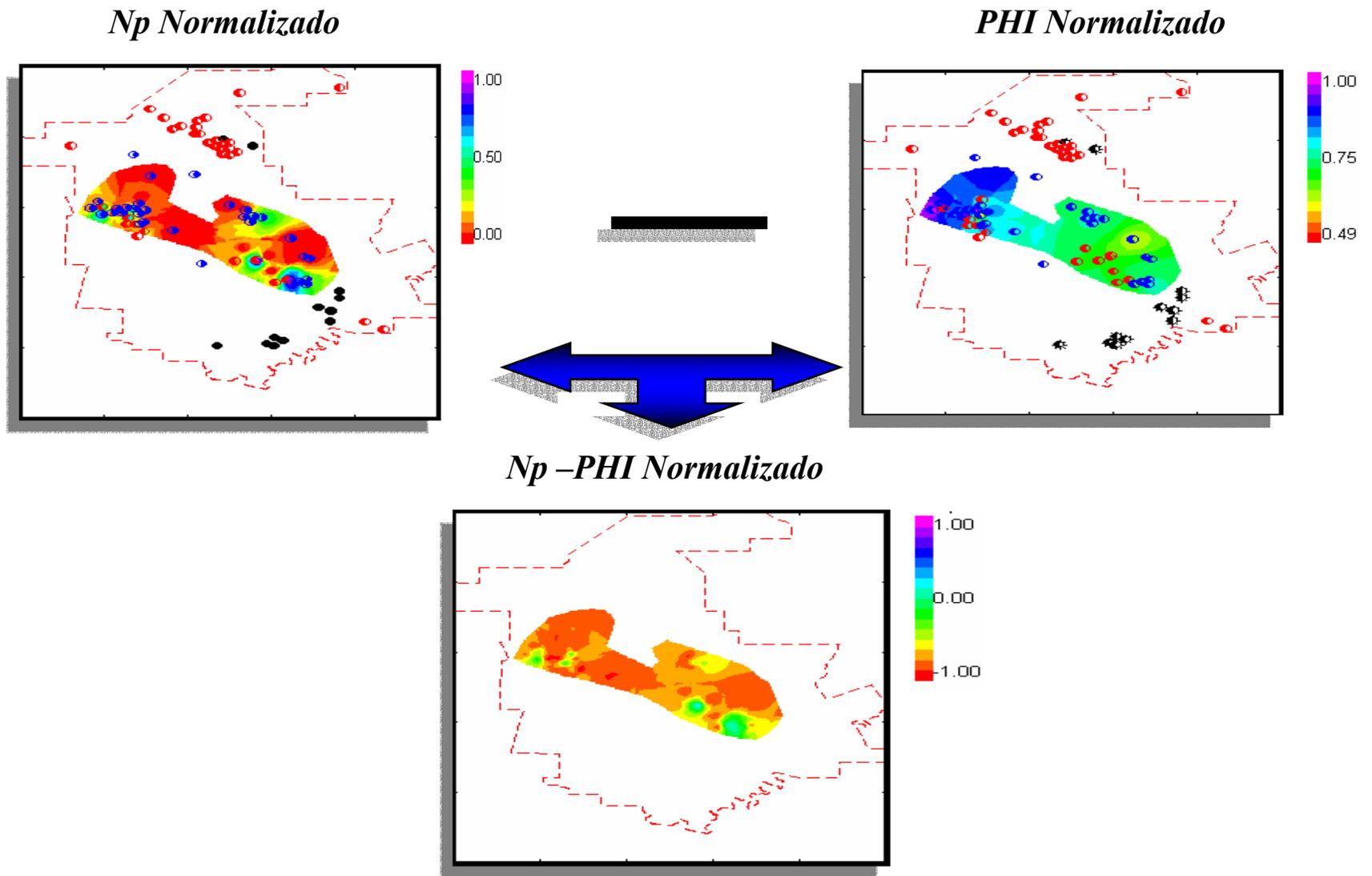


Figura N° B-5 Resta de Mapas Normalizados ( $Np - Phi$ ).

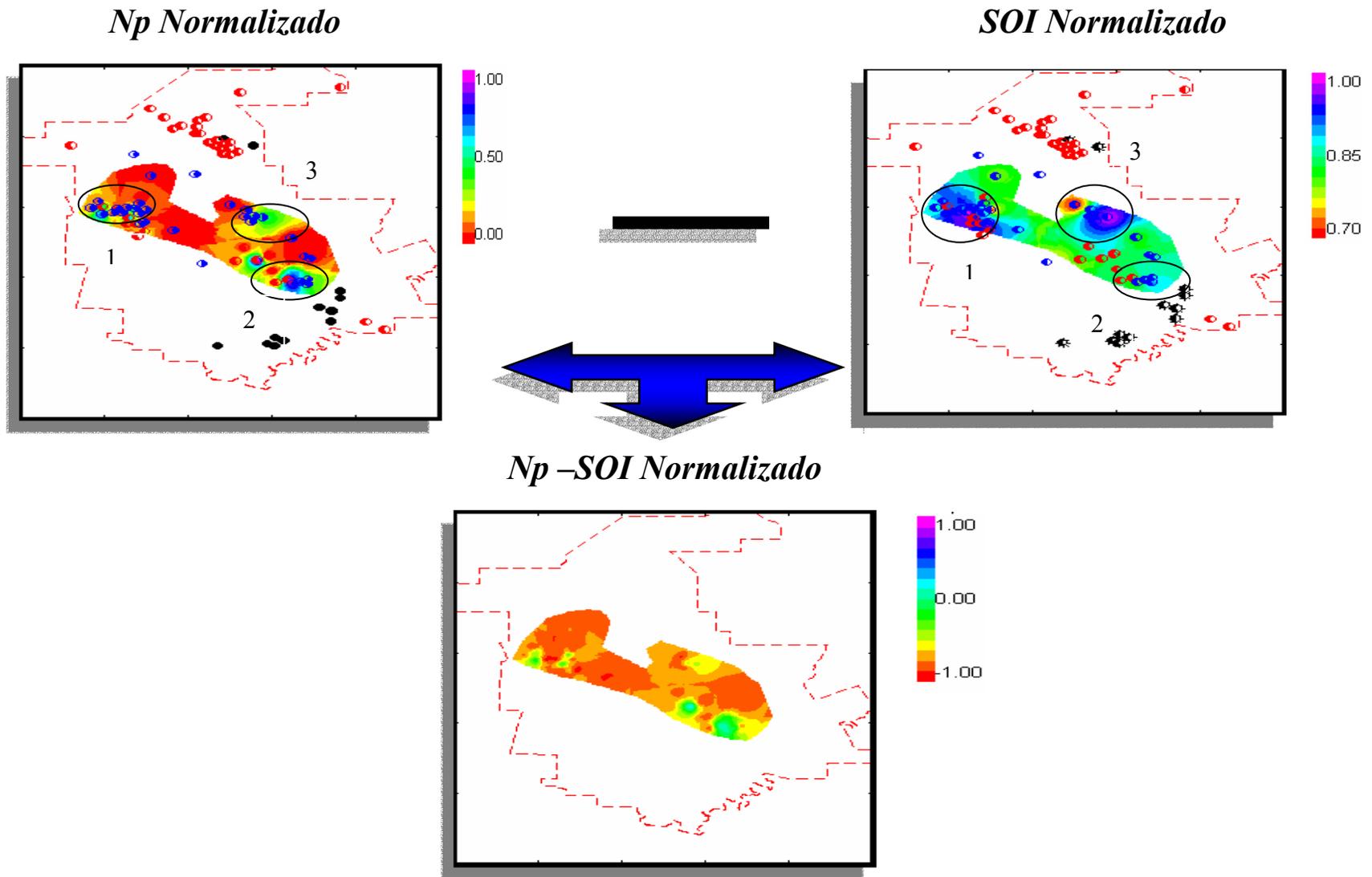


Figura N° B-6 Resta de Mapas Normalizados ( $Np - Soi$ ).

### Índice de Heterogeneidad

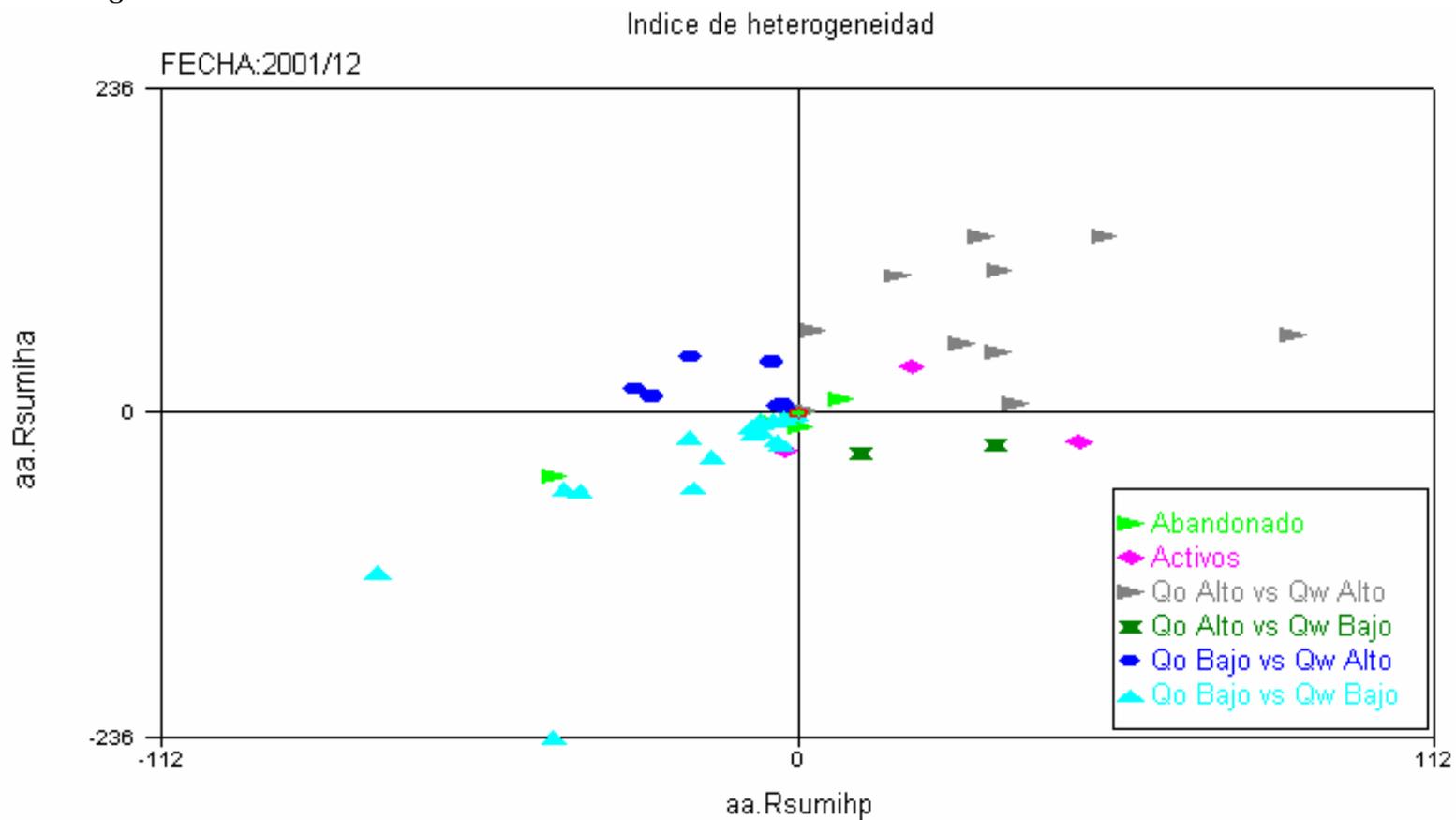
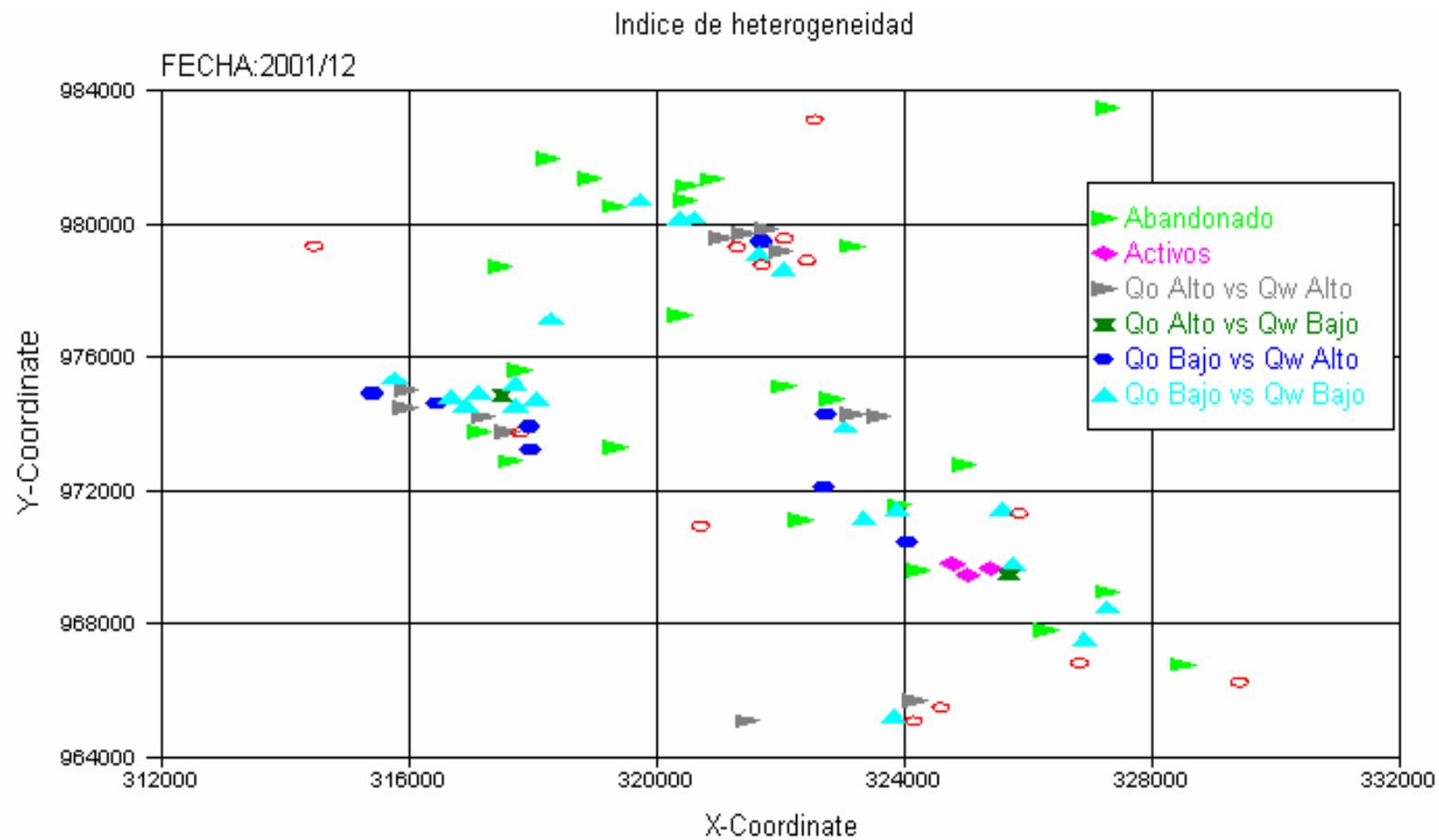
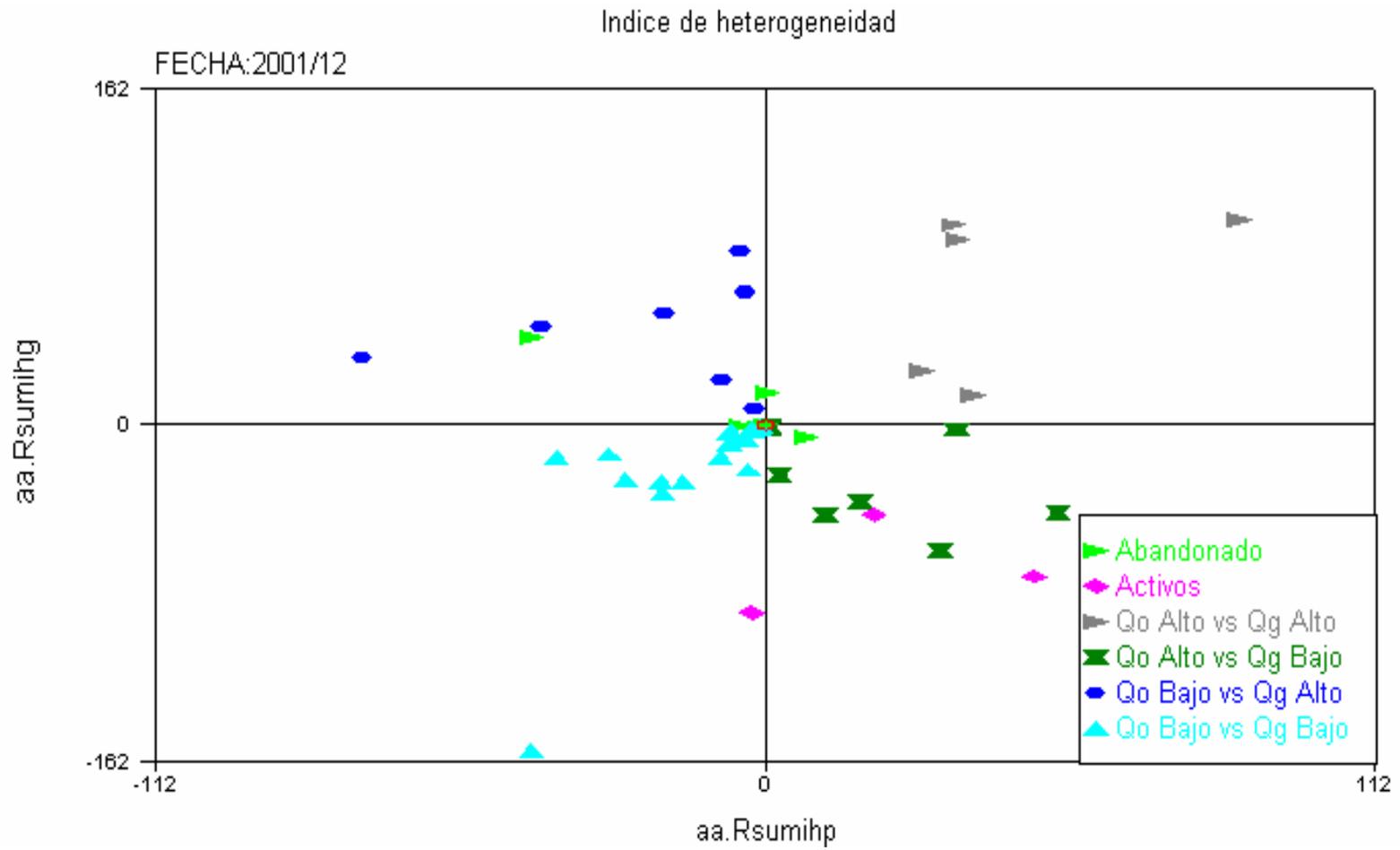


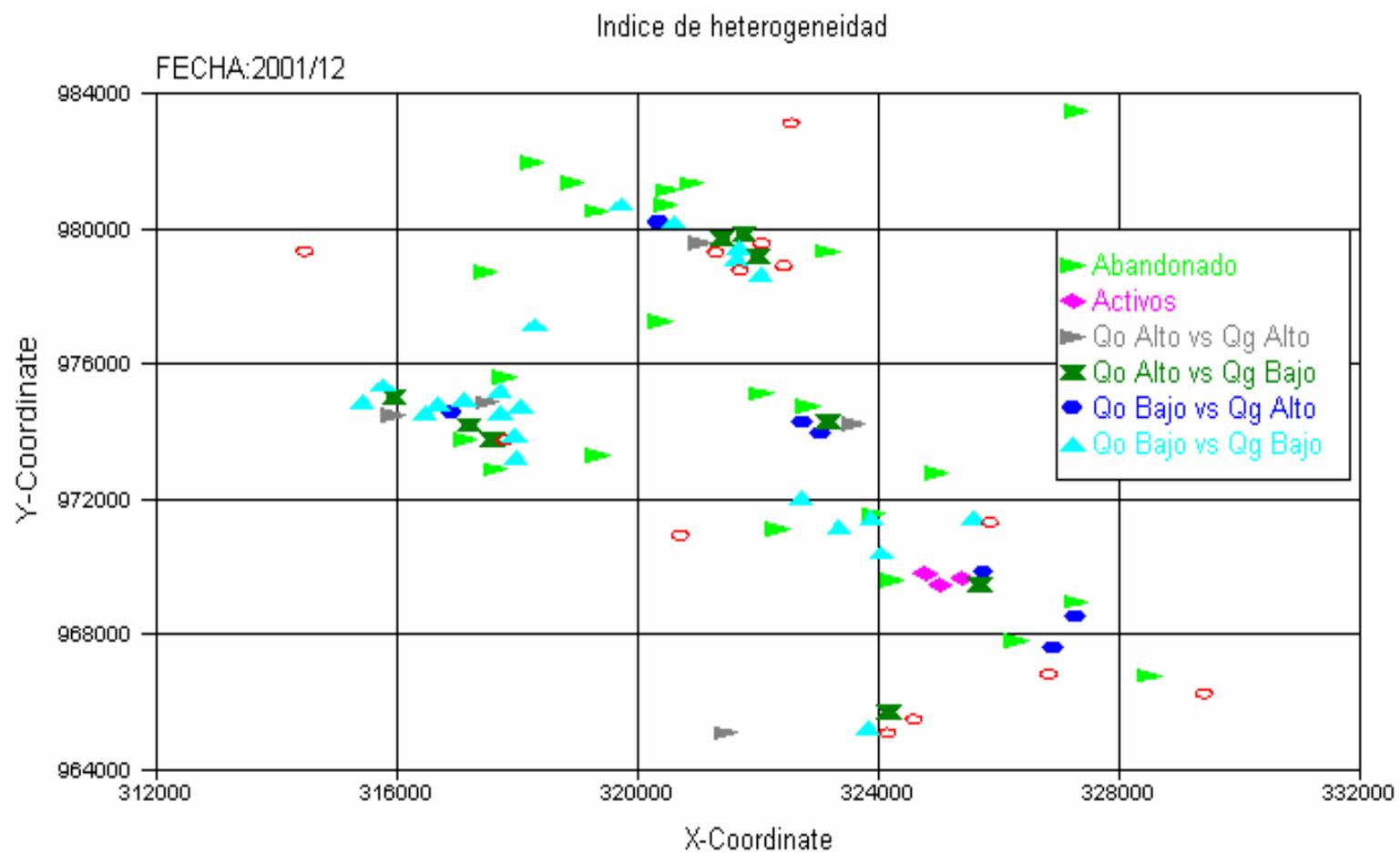
Figura N° B-7 Índice de Heterogeneidad Agua - Petróleo



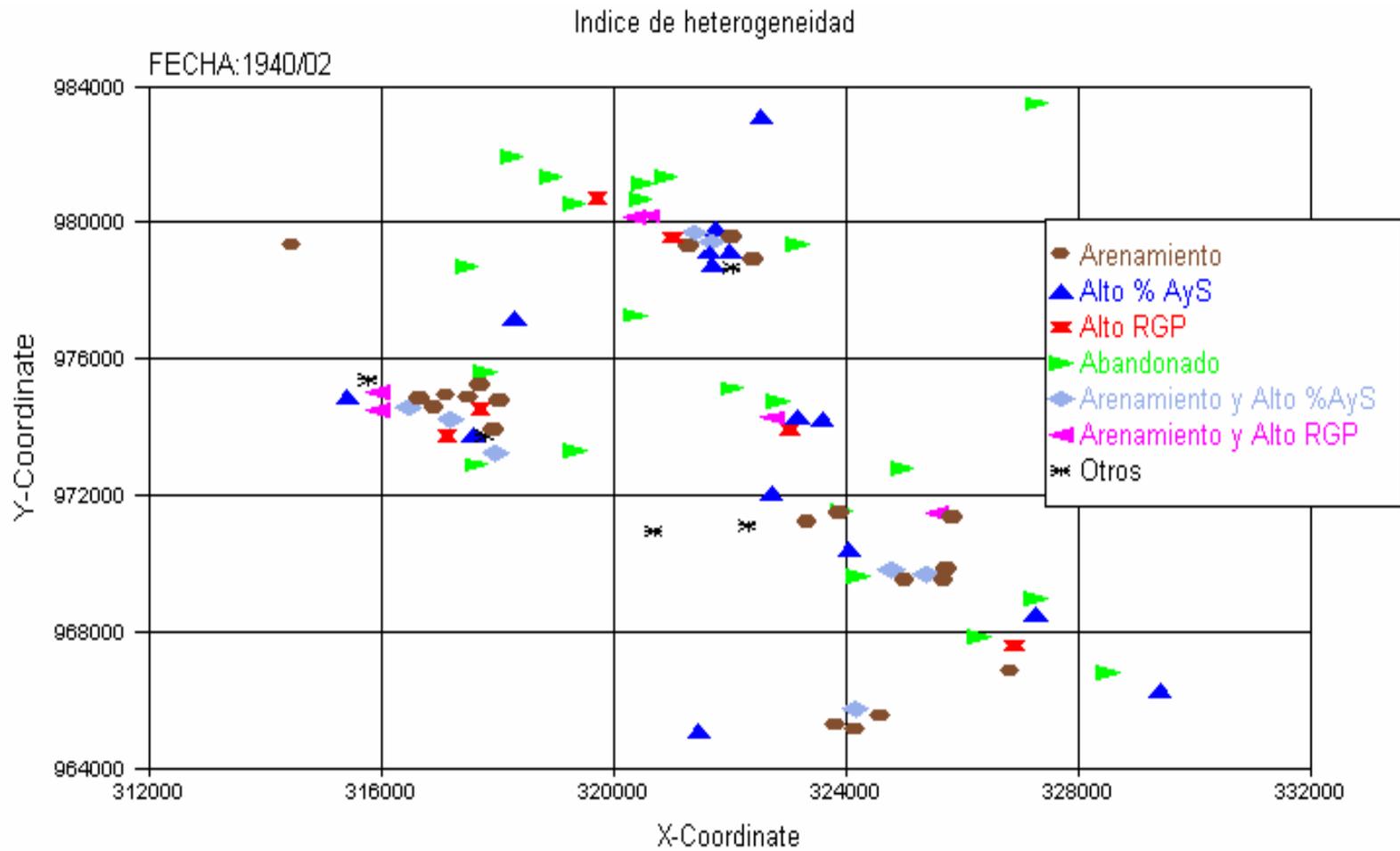
*Figura N° B-8 Distribución areal de los pozos.*



*Figura N° B-9 Índice de Heterogeneidad Gas – Petróleo.*



*Figura N° B-10 Distribución areal de los pozos.*



*Figura N° B-11 Distribución areal de los pozos con los problemas más frecuentes.*

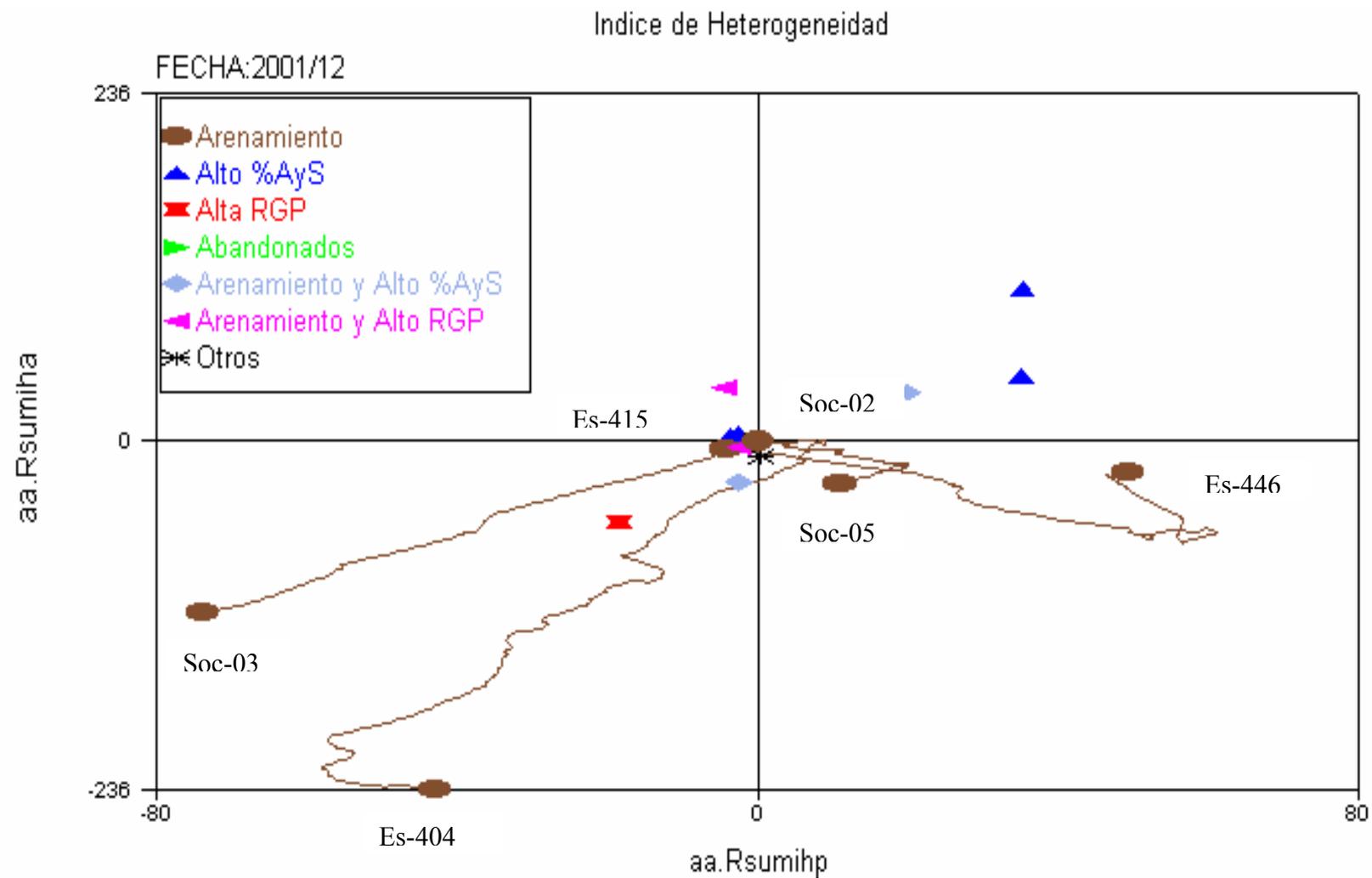
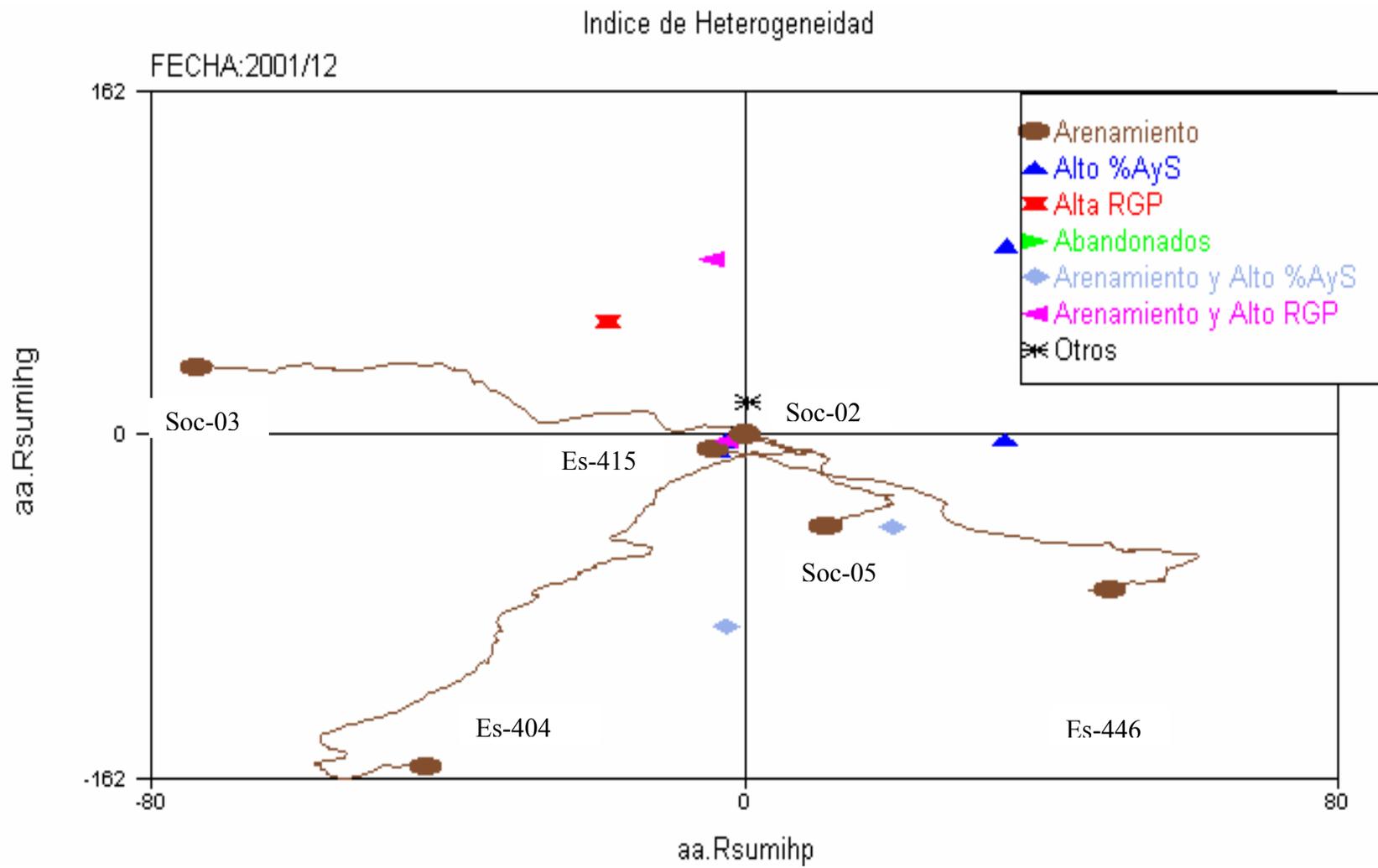
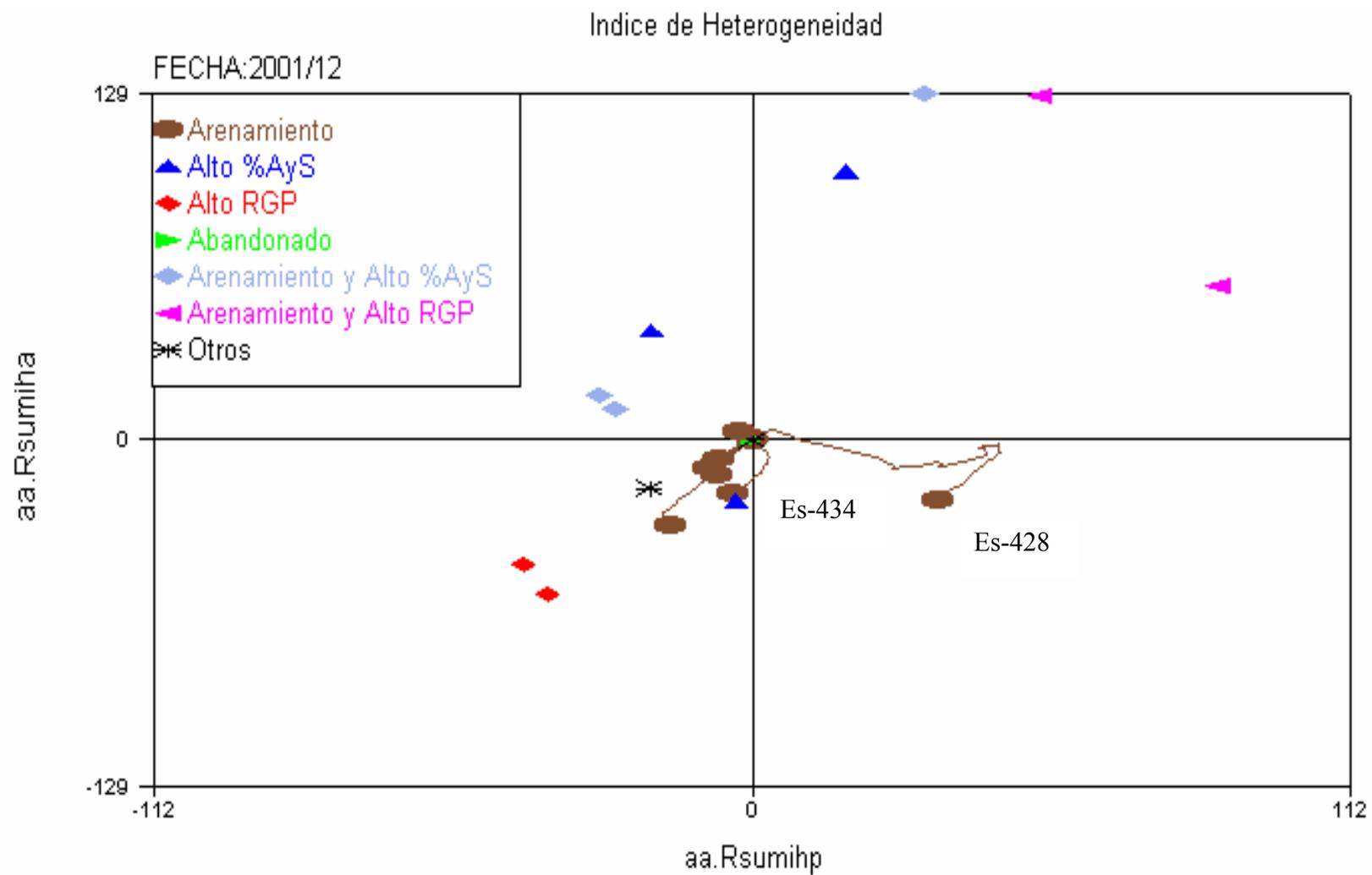


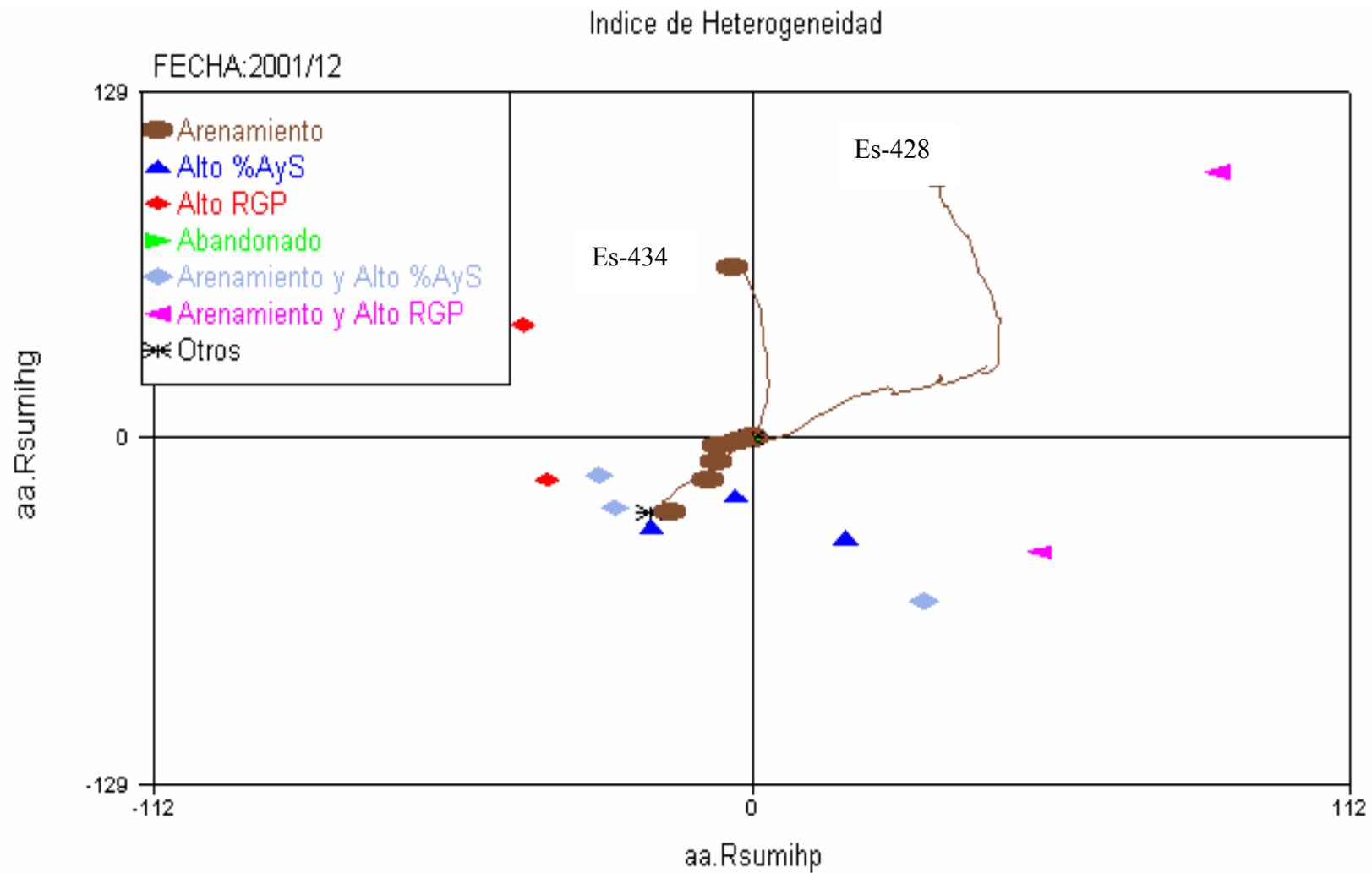
Figura N° B-12 Índice de Heterogeneidad Agua – Petróleo de los problemas más frecuentes para el área 1



*Figura N° B-13 Índice de Heterogeneidad Gas – Petróleo con problemas más frecuentes para el área 1 .*



*Figura N° B-14 Índice de Heterogeneidad Agua – Petróleo de los problemas más frecuentes para el área 2*

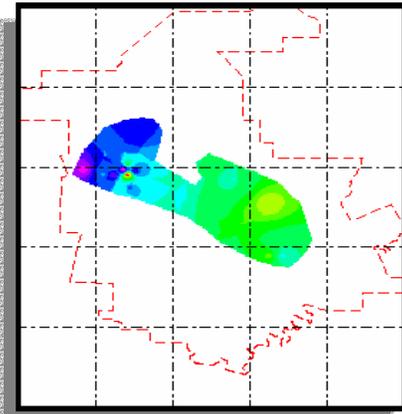


*Figura N° B-15 Índice de Heterogeneidad Gas – Petróleo de los problemas más frecuentes para el área 2*

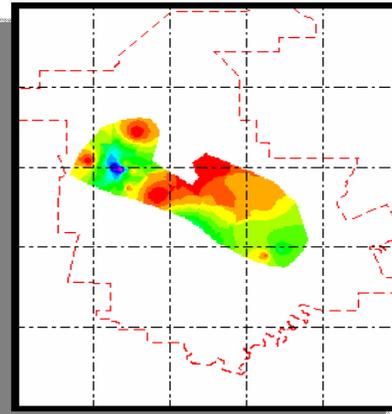
*Petróleo Original en Sitio*

$$POES = \frac{1,9161}{1,125} X$$

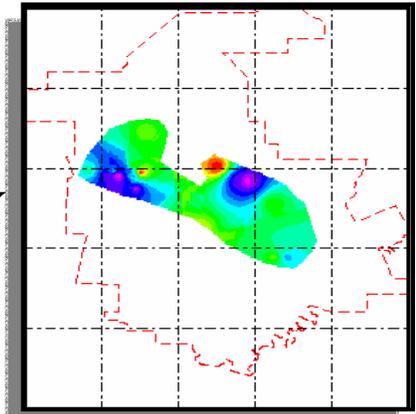
*Porosidad*



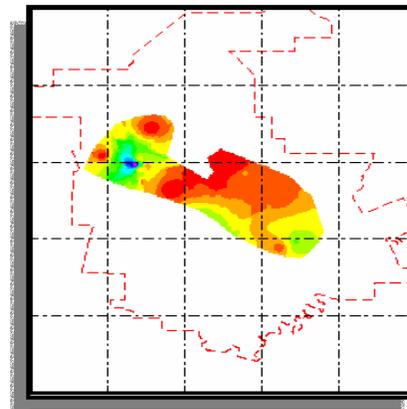
*Arena Neta Petrolífera*



*Sat. Inicial de Petróleo*

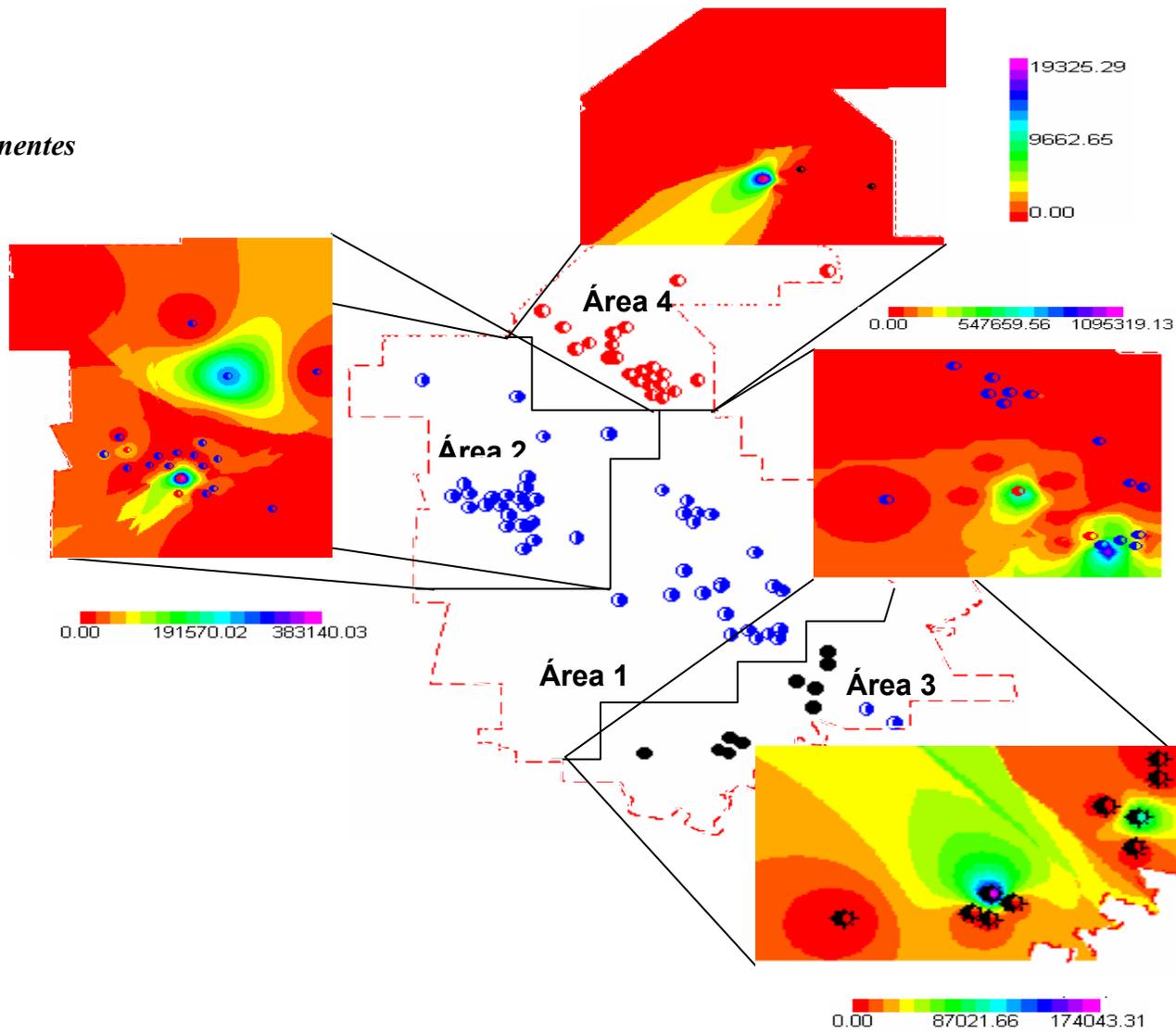


*POES =*

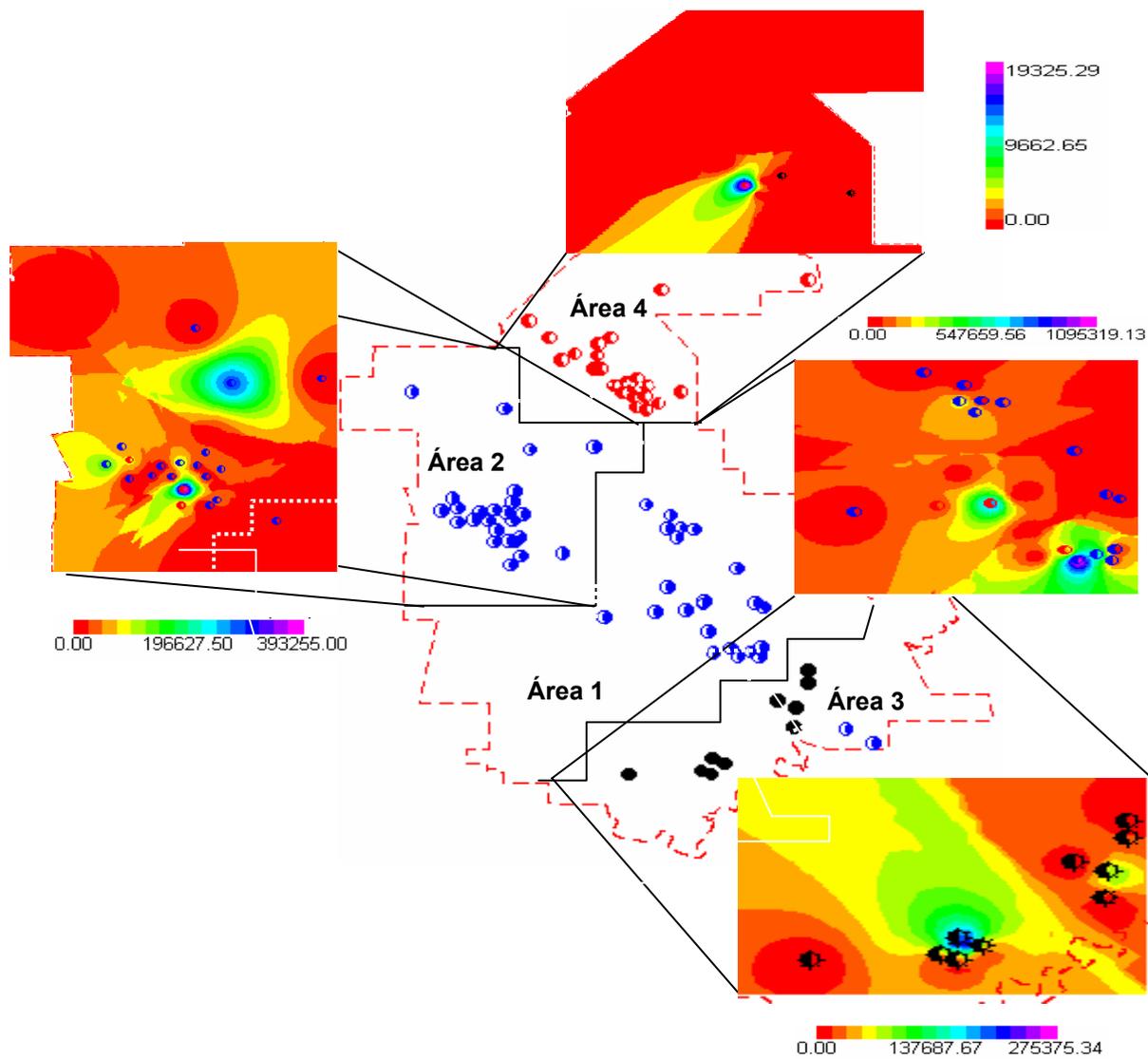


*Figura N° B-16 Cálculo del POES.*

*Reservas Remanentes*



*Figura N° B-17 Mapas de Reservas Remanentes (Declinación Exponencial)*



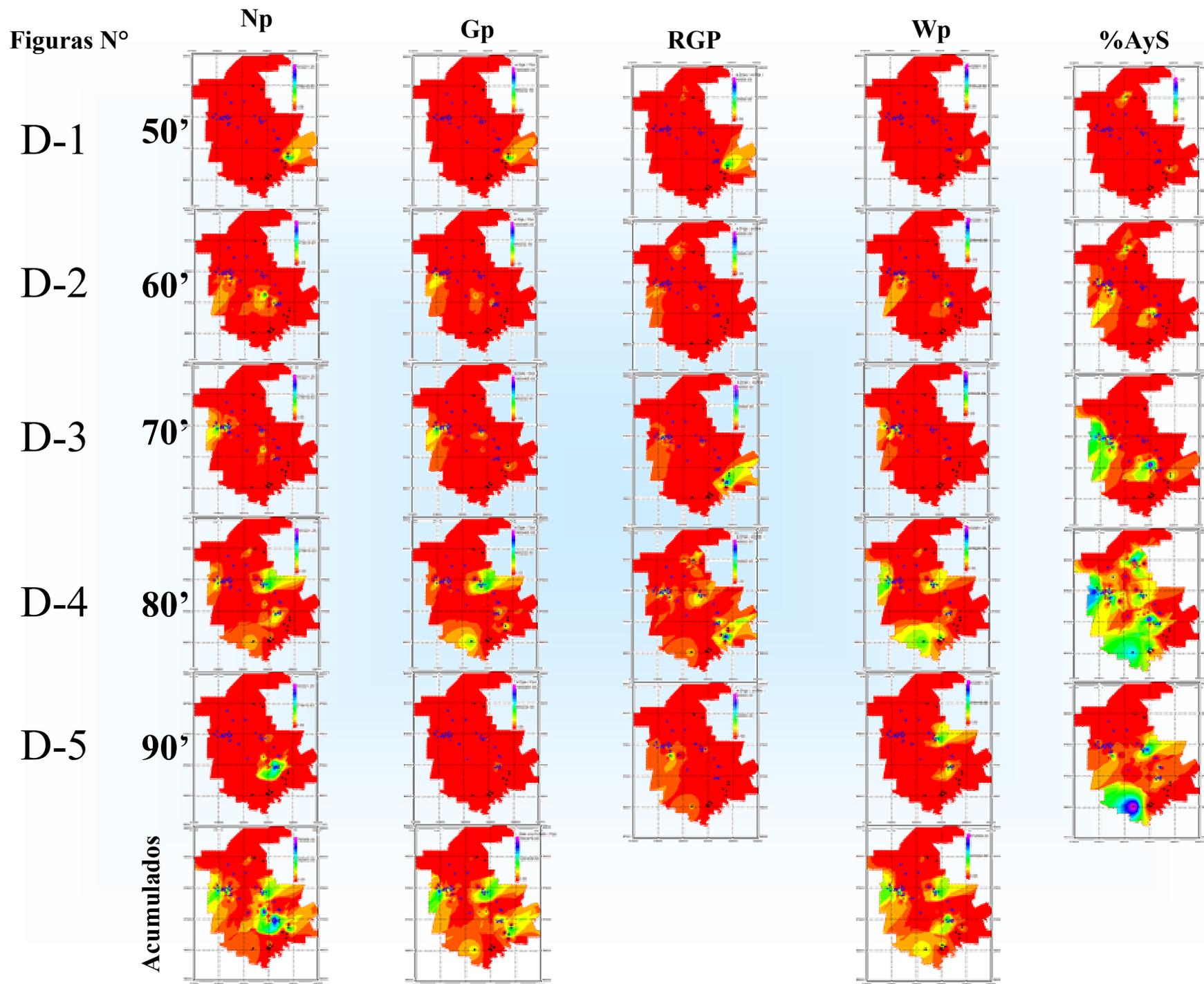
*Figura N° B-18 Mapas de Reservas Remanentes (Curvas Tipo de Fetkovich)*

**Problemas encontrados en la tabla Zprod del Proyecto.**

NOMBRE	PROBLEMA	COMENTARIO
CAC – 01	En la tabla Zprod, no fueron cargados los días de producción para las fechas 19521130 y 19811130.	Para estas fechas solo se obtienen valores para las variables.calendario (Ejemplo: Petroleo.tasa.cal), pero no para las variables.real (Ejemplo: Petroleo.tasa.real).
CAC – 02	Presenta problemas en la tabla de producción, ya que se le asignan valores de producción para las fechas 19591031, 19591130 y 19631231, basándonos en los eventos la completación original fue en 19760925.	Revisar toda la data de producción para este pozo.
CAC – 03	Presenta problemas en la tabla de producción, ya que se le asignan valores de producción para las fechas 19701130 y 19701231, basándonos en los eventos la completación original fue en 19761113.	Revisar toda la data de producción para este pozo.
CAC - 05	El pozo se reporta abandonado con revestimiento de superficie sin completación y en la tabla Zprod presenta una producción de petróleo y gas sin días producidos para la	Revisar si se tiene historia de producción.

	(cont).fecha 19540630.	
CAC – 8; CAC – 10	Presenta eventos después de su perforación, pero no hay historia de producción en la tabla Zprod.	Revisar toda la data de producción para este pozo.
ES – 407	Hay discrepancia entre los eventos y la historia de producción para la fecha 19620715 con respecto al corte de agua.	Revisar la historia de producción de este pozo.
ES – 415	En la tabla Zprod, no fueron cargados los días de producción para las fechas 19800430, 19800530, 19800630 y 19800731	Para estas fechas solo se obtienen valores para las variables.calendario (Ejemplo: Petroleo.tasa.cal), pero no para las variables.real (Ejemplo: Petroleo.tasa.real).
ES – 420	Presenta una RAP muy elevada (48.62 bls/bls) para la fecha 19690531	Revisar la información de producción, específicamente la tasa de petróleo real.
ES – 428	Presenta una RAP muy elevada (98.52 bls/bls) para la fecha 19781130	
ES - 445	Presenta errores en la historia de producción.	Revisar la historia de producción de este pozo.
ES – 448	Presenta problemas en la tabla de producción, ya que se le asignan valores de producción para la fecha 19830831, basándonos en los eventos la completación	Revisar toda la data de producción para este pozo.

	(cont). original fue en 19831130.	
SOC – 04	Posible mala medición de la tasa real de agua en las fechas 19910430 y 19910531	Revisar la información de producción.



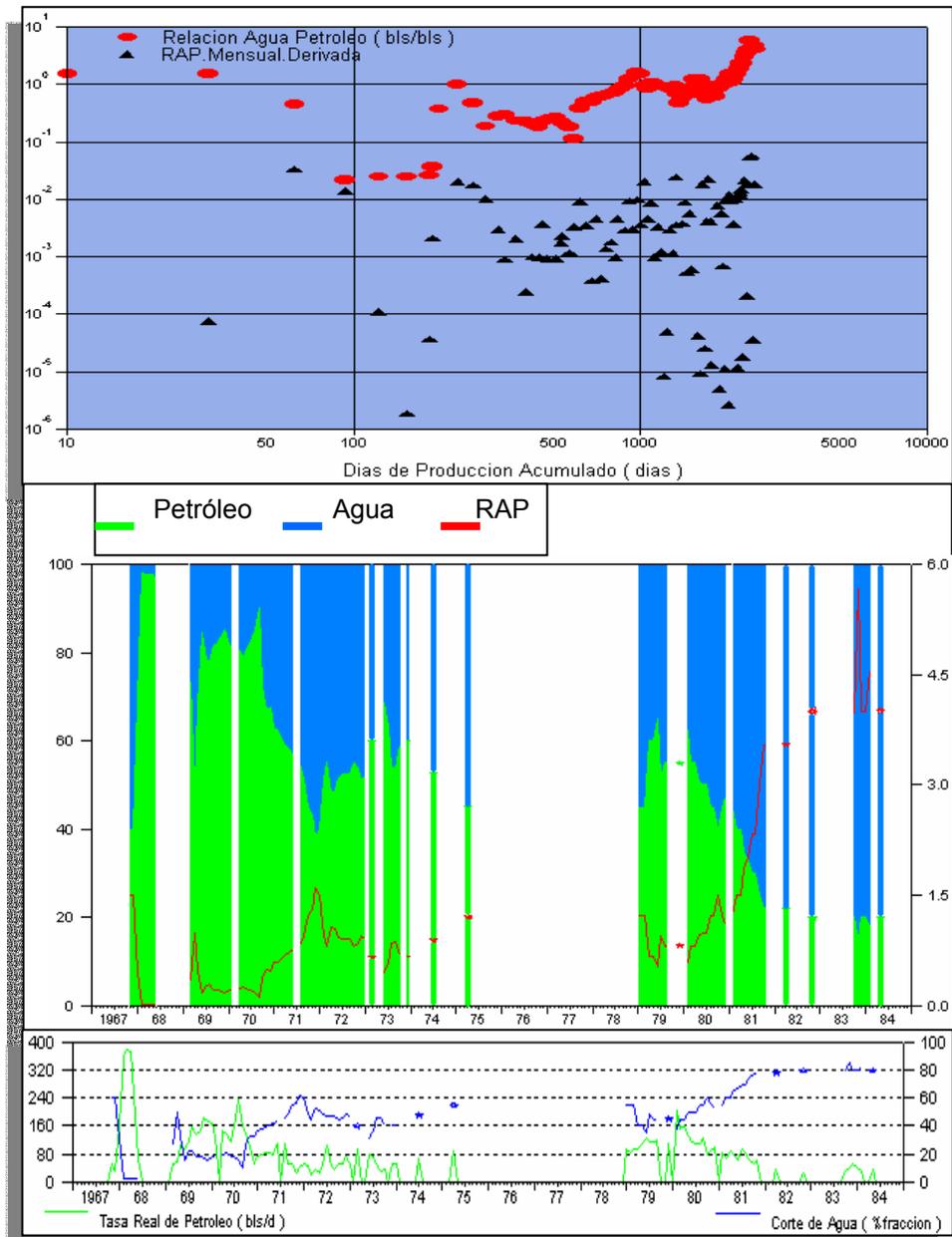
## APÉNDICE E

## PLOTS Y CURVAS DIAGNÓSTICO DE CHAN

**POZO:** ES – 401.

**YACIMIENTO:** U2U ES-401.

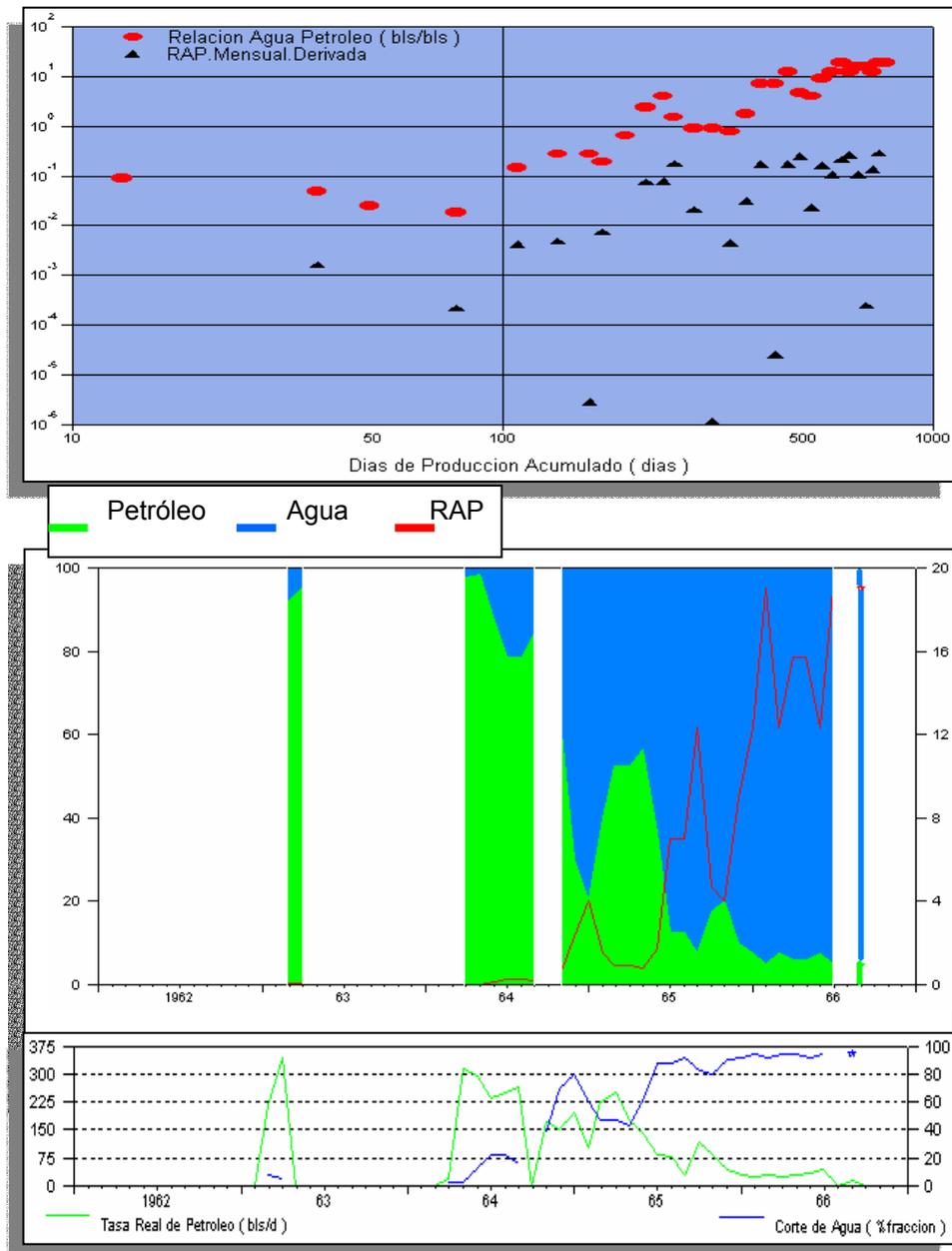
**DIAGNÓSTICO:** Posiblemente en las primeras etapas ocurrieron múltiples conificaciones y finalmente canalización detrás del revestidor.



**POZO:** ES – 401.

**YACIMIENTO:** U2L ES-401.

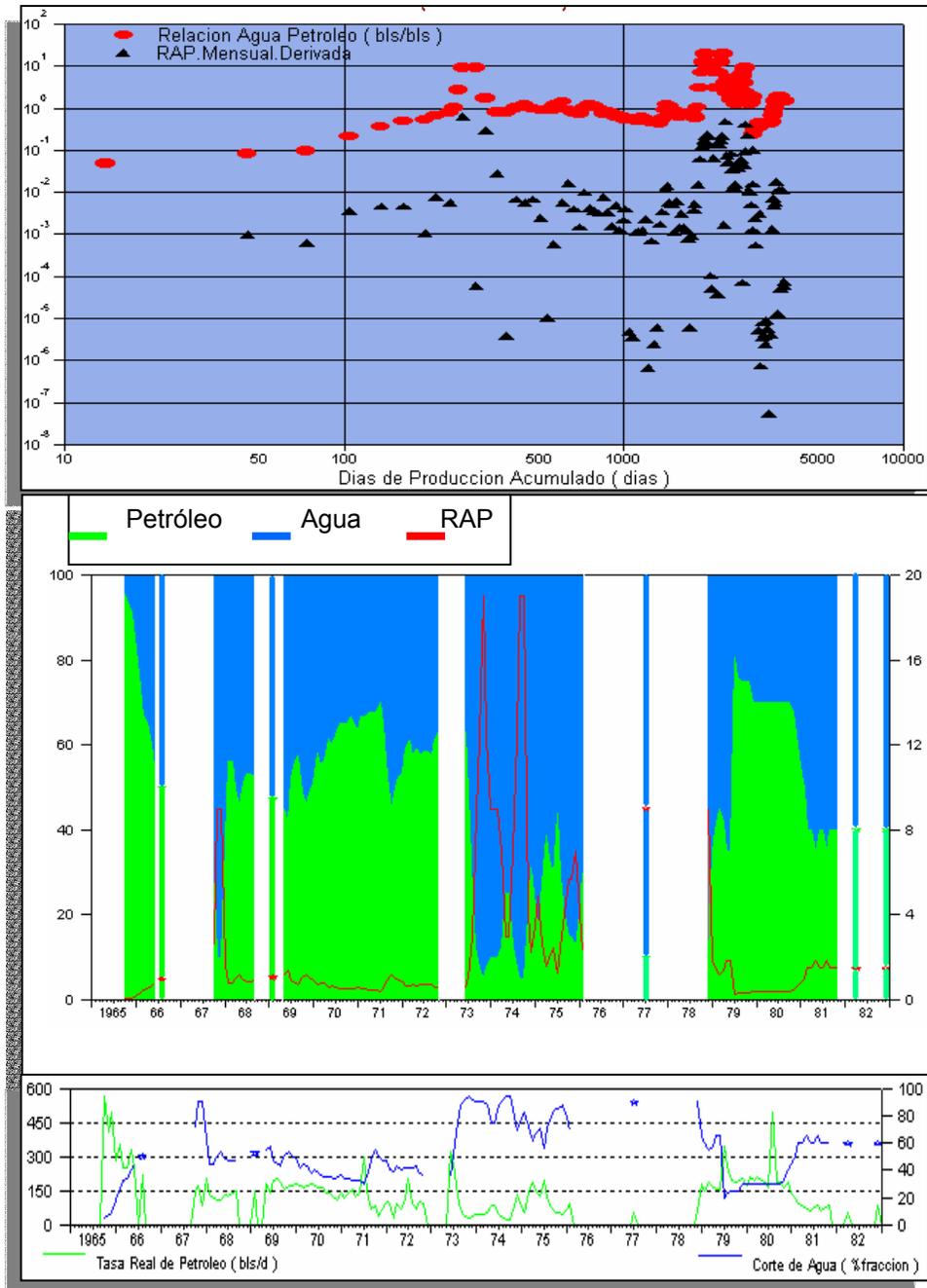
**DIAGNÓSTICO:** Posible conificación con avance del acuífero.



**POZO:** ES – 417.

**YACIMIENTO:** U1L ES-417.

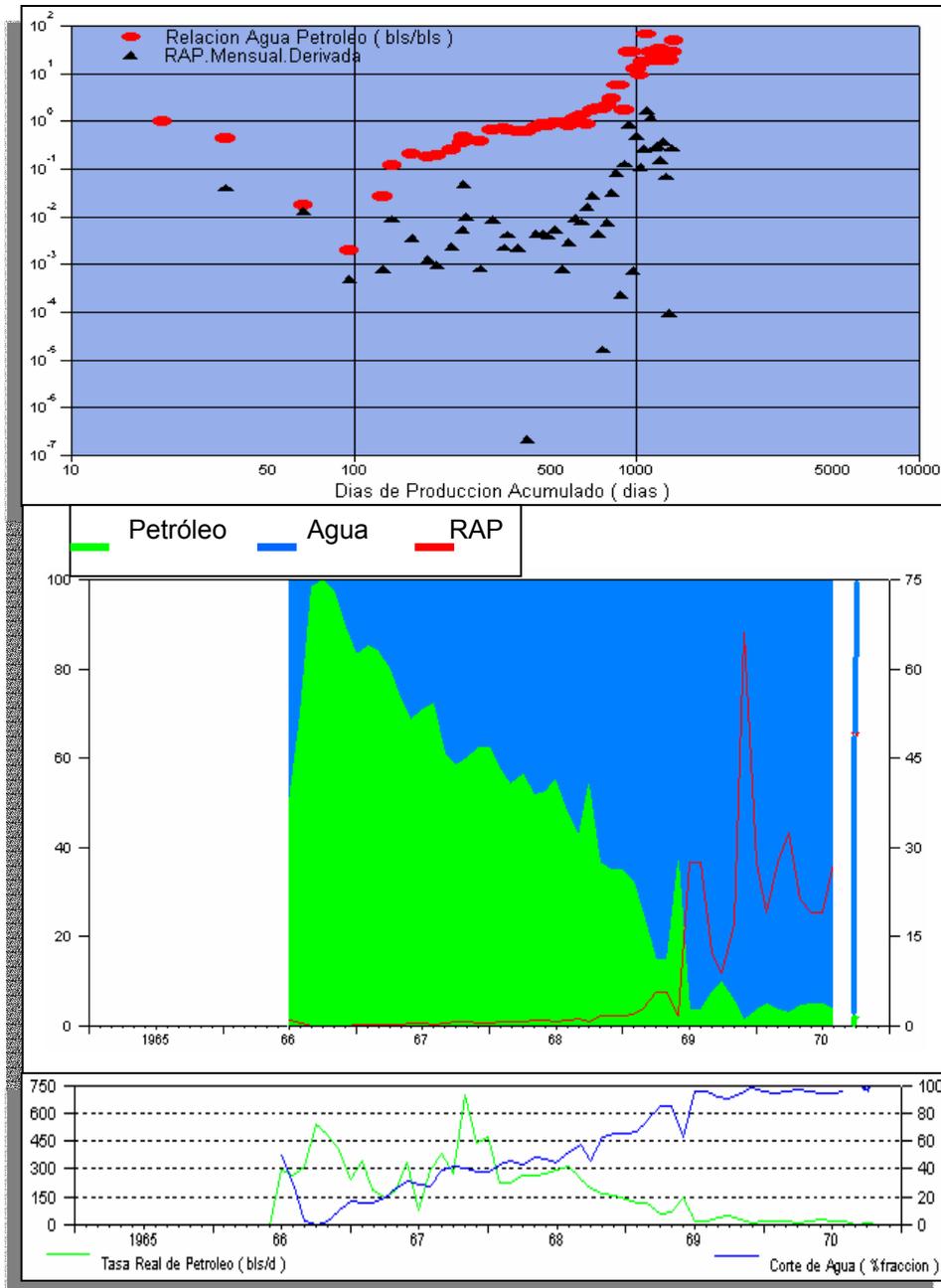
**DIAGNÓSTICO:** No se puede determinar una tendencia clara. Avance del acuífero.



**POZO:** ES – 418.

**YACIMIENTO:** U2U ES-418.

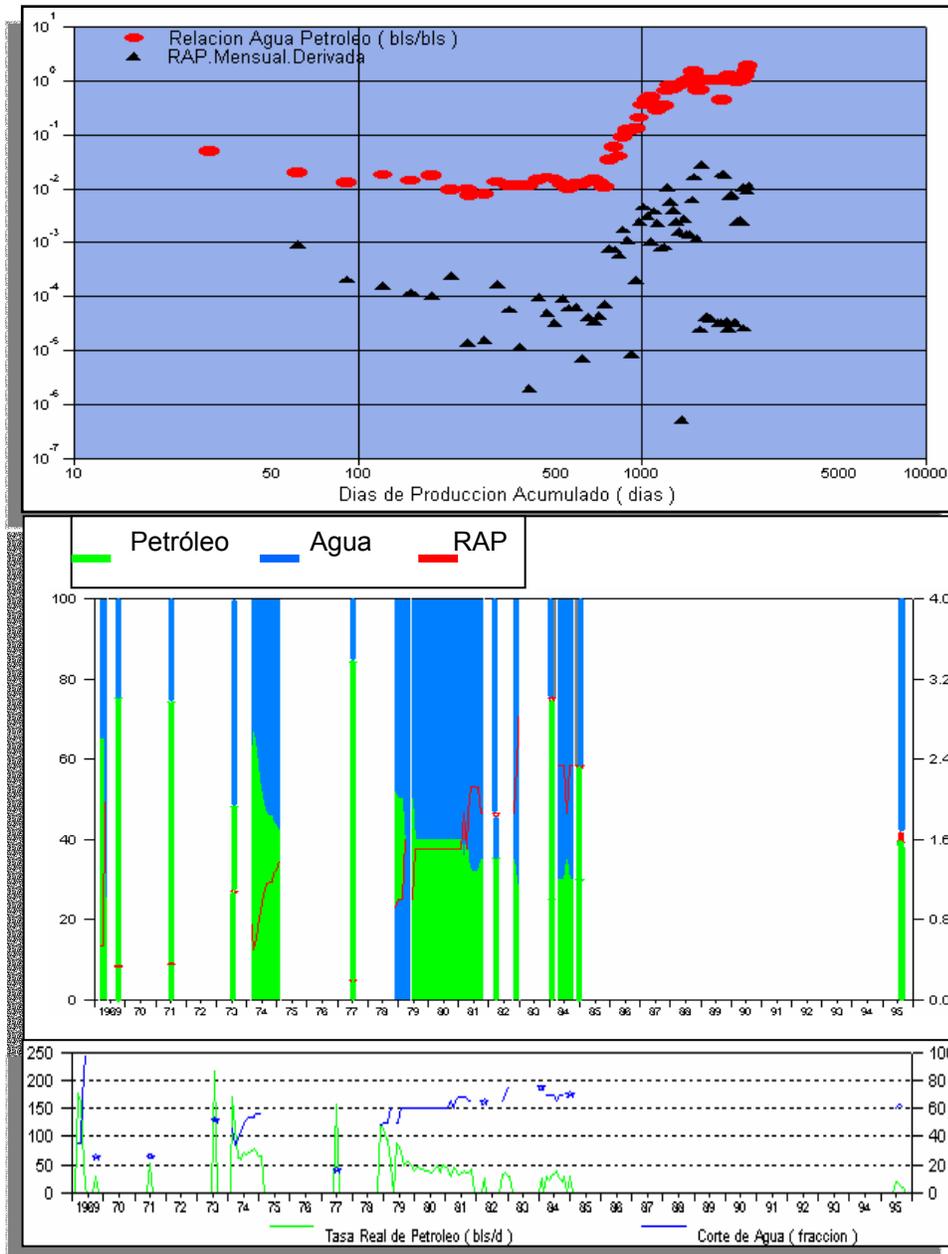
**DIAGNÓSTICO:** Posible conificación con canalización detrás del revestidor.



**POZO:** ES – 420.

**YACIMIENTO:** U1 ES-420.

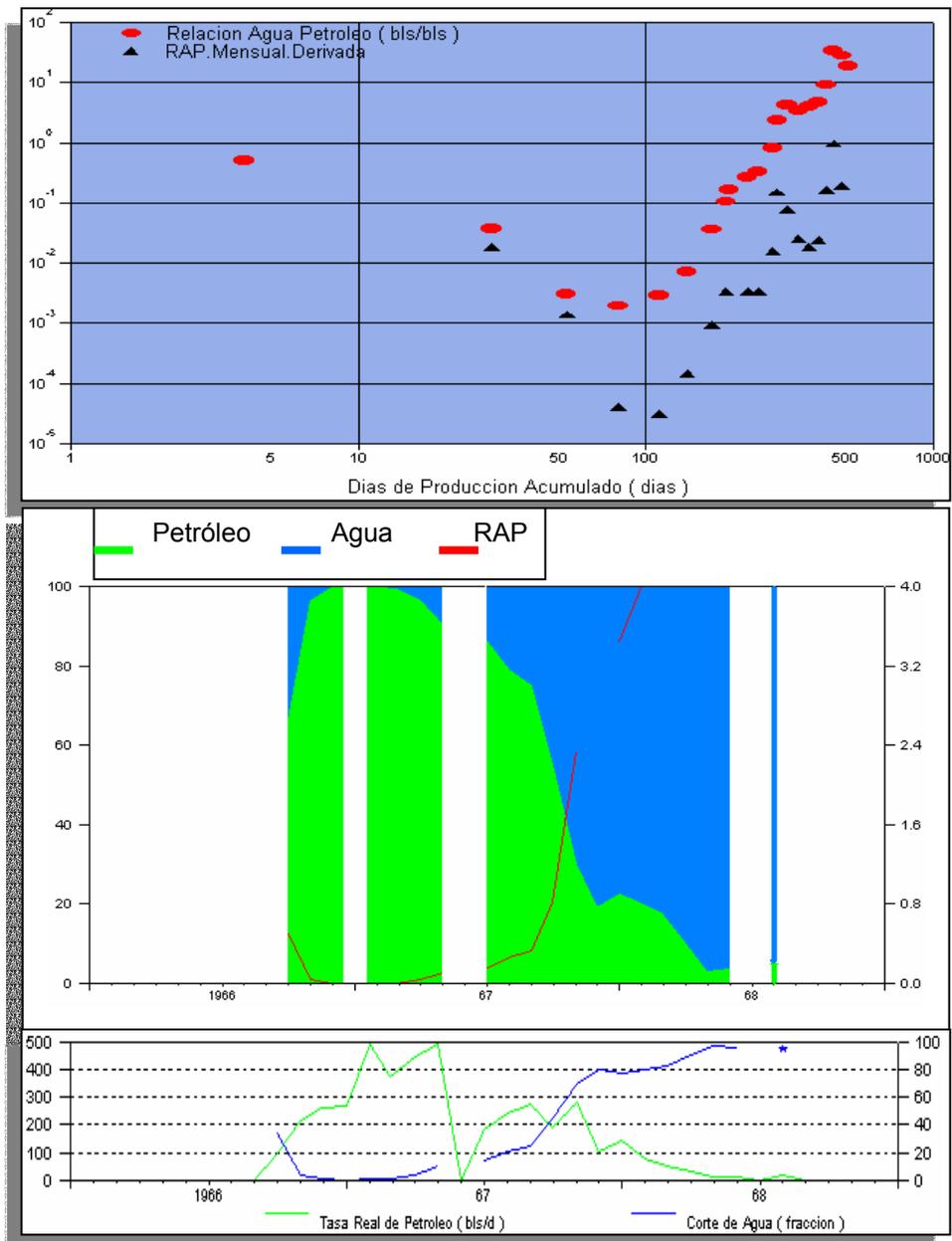
**DIAGNÓSTICO:** Posible conificación con canalización detrás del revestimiento.



**POZO:** ES – 420.

**YACIMIENTO:** U2M ES-420.

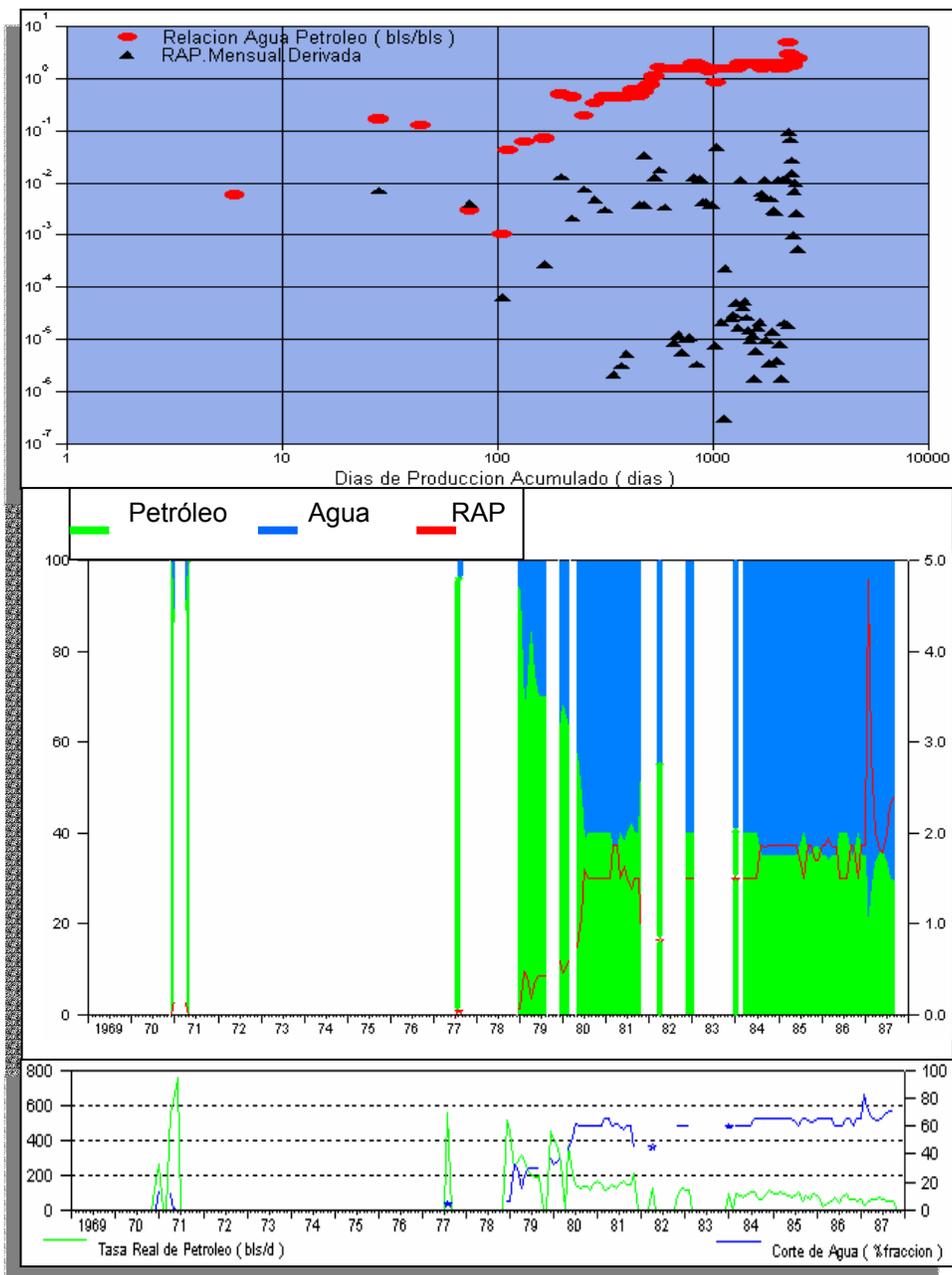
**DIAGNÓSTICO:** Posible Canalización.



**POZO:** ES – 423.

**YACIMIENTO:** S2 ES-423.

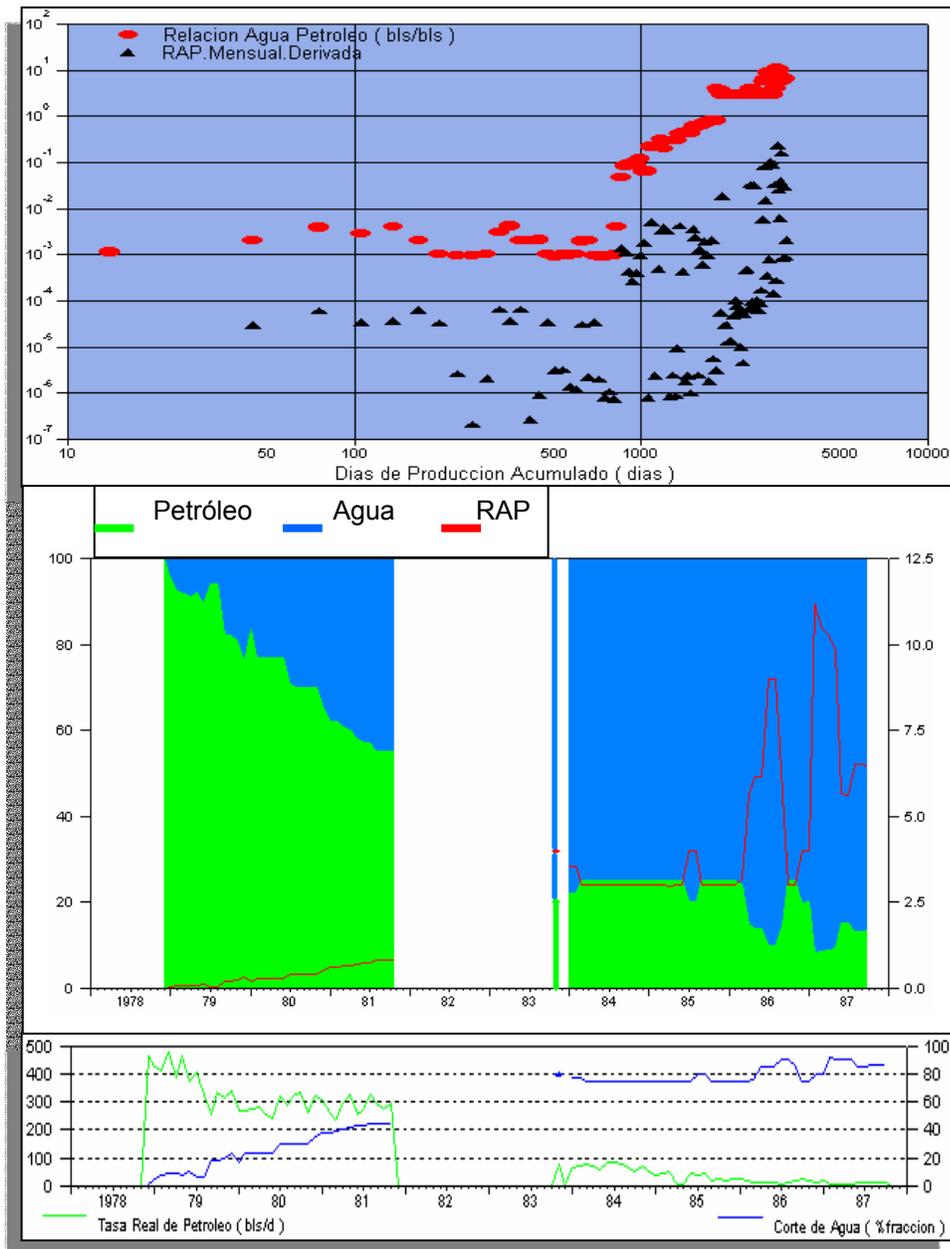
**DIAGNÓSTICO:** No hay tendencia clara, posible avance del acuífero.



**POZO:** ES – 425.

**YACIMIENTO:** S2 ES-425.

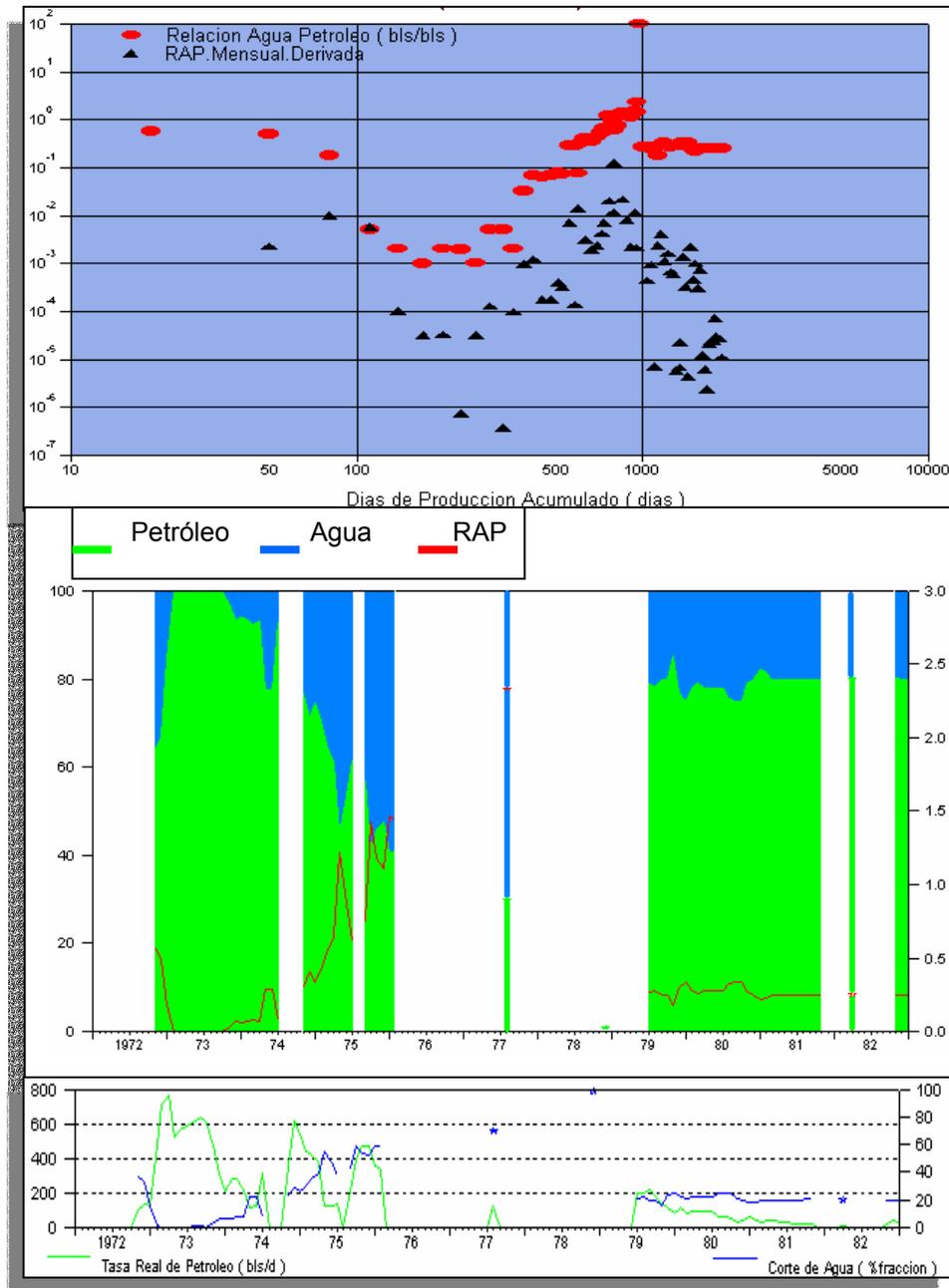
**DIAGNÓSTICO:** Posible Conificación temprana con posterior canalización detrás del revestidor y aumento del corte de agua lo que hace que este proceso se acentúe.



**POZO:** ES – 428.

**YACIMIENTO:** S2 ES-423.

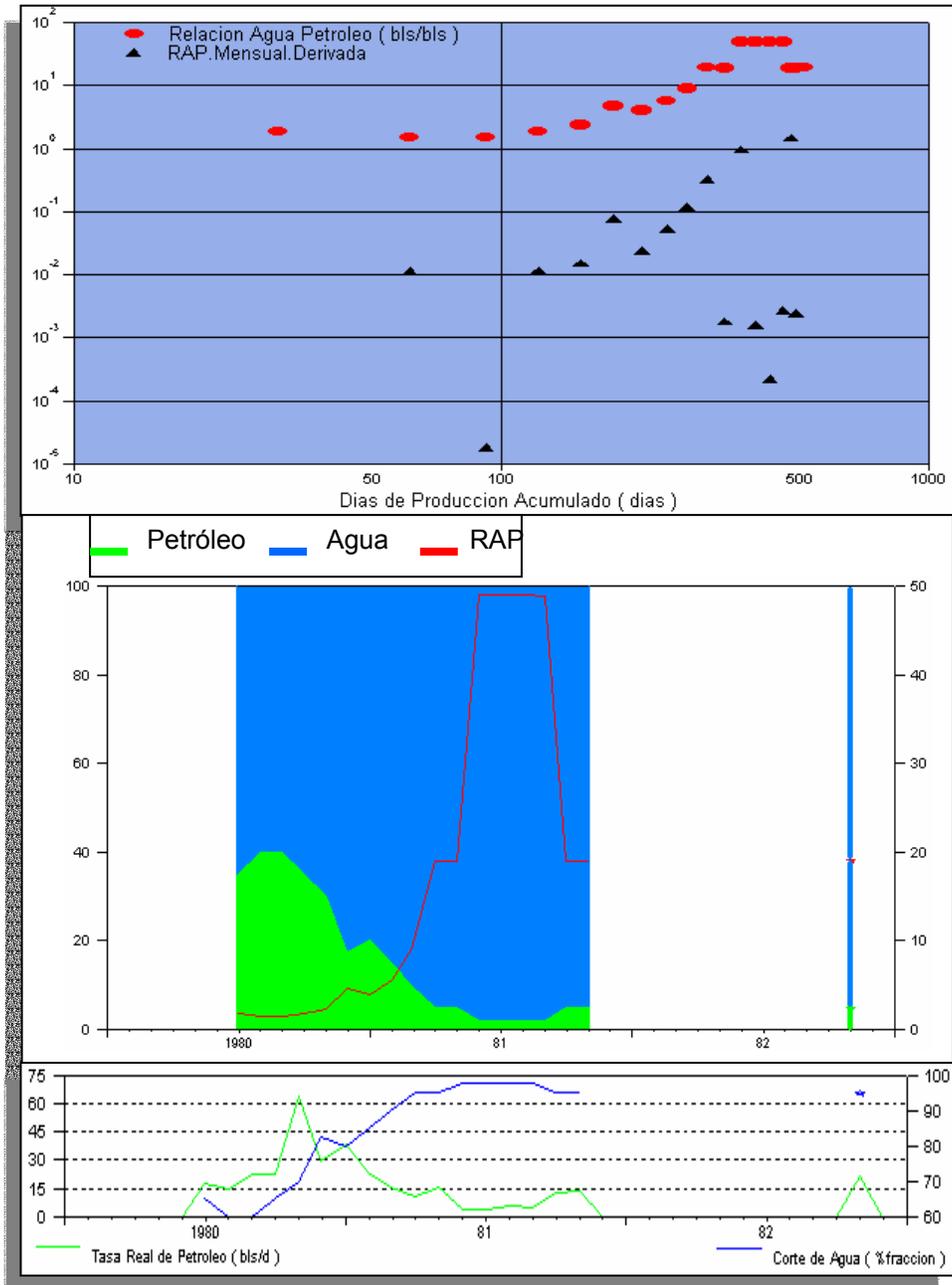
**DIAGNÓSTICO:** Posible conificación.



**POZO:** ES – 429.

**YACIMIENTO:** U1L ES-429

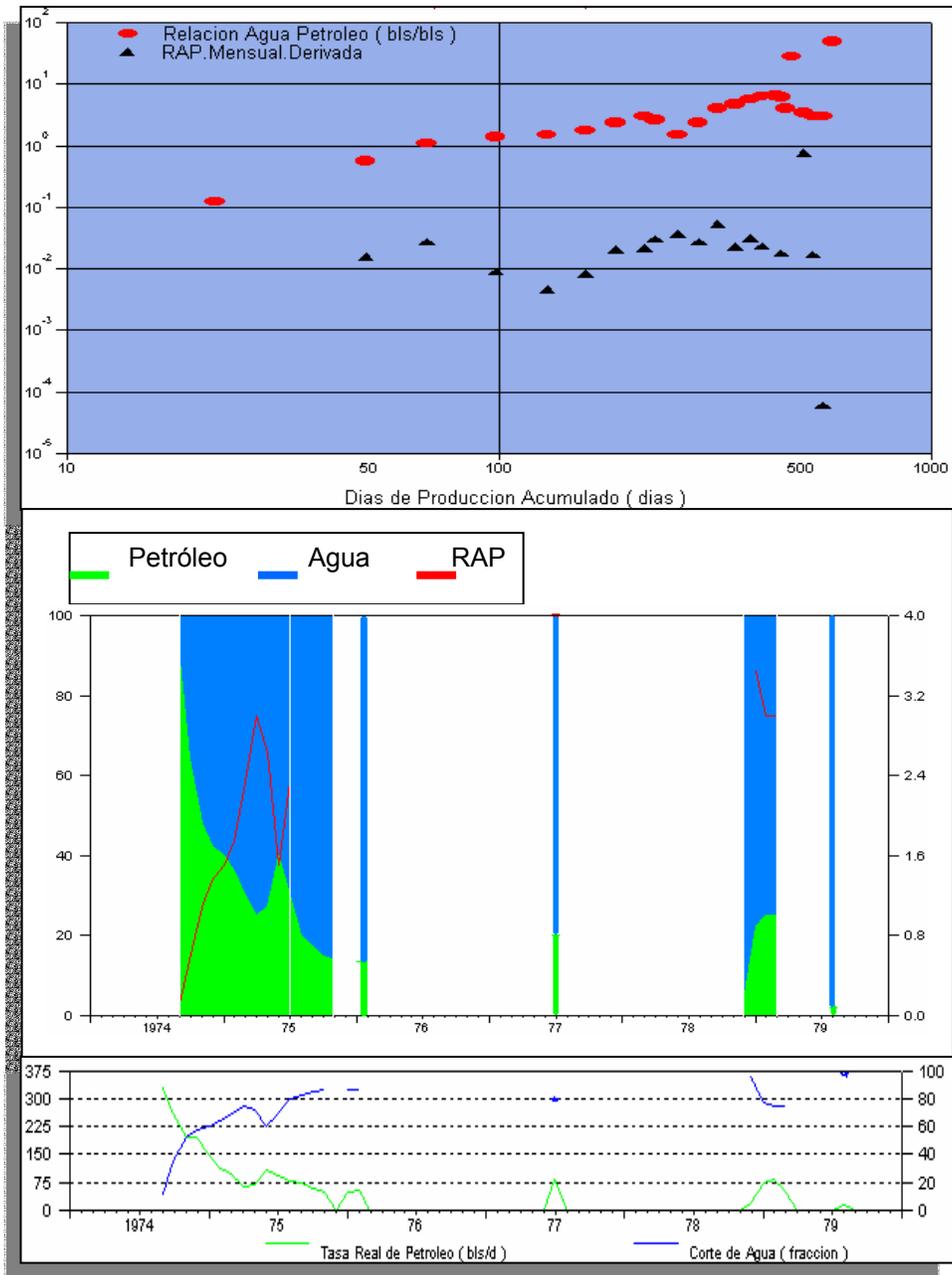
**DIAGNÓSTICO:** Posible conificación.



**POZO:** ES – 429.

**YACIMIENTO:** U4M ES-429

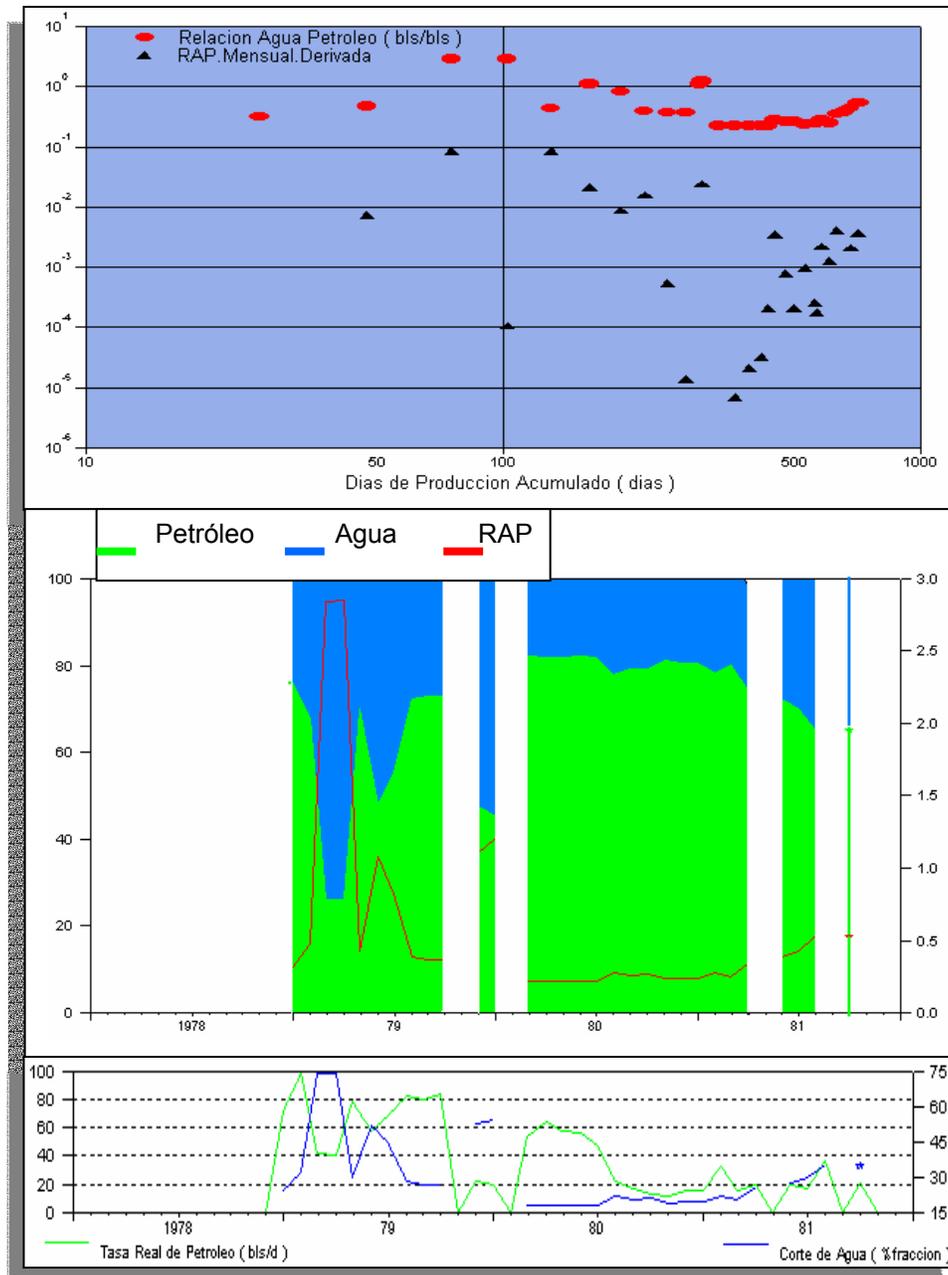
**DIAGNÓSTICO:** Posible avance del acuífero.



**POZO:** ES – 433.

**YACIMIENTO:** TU,M ES-423

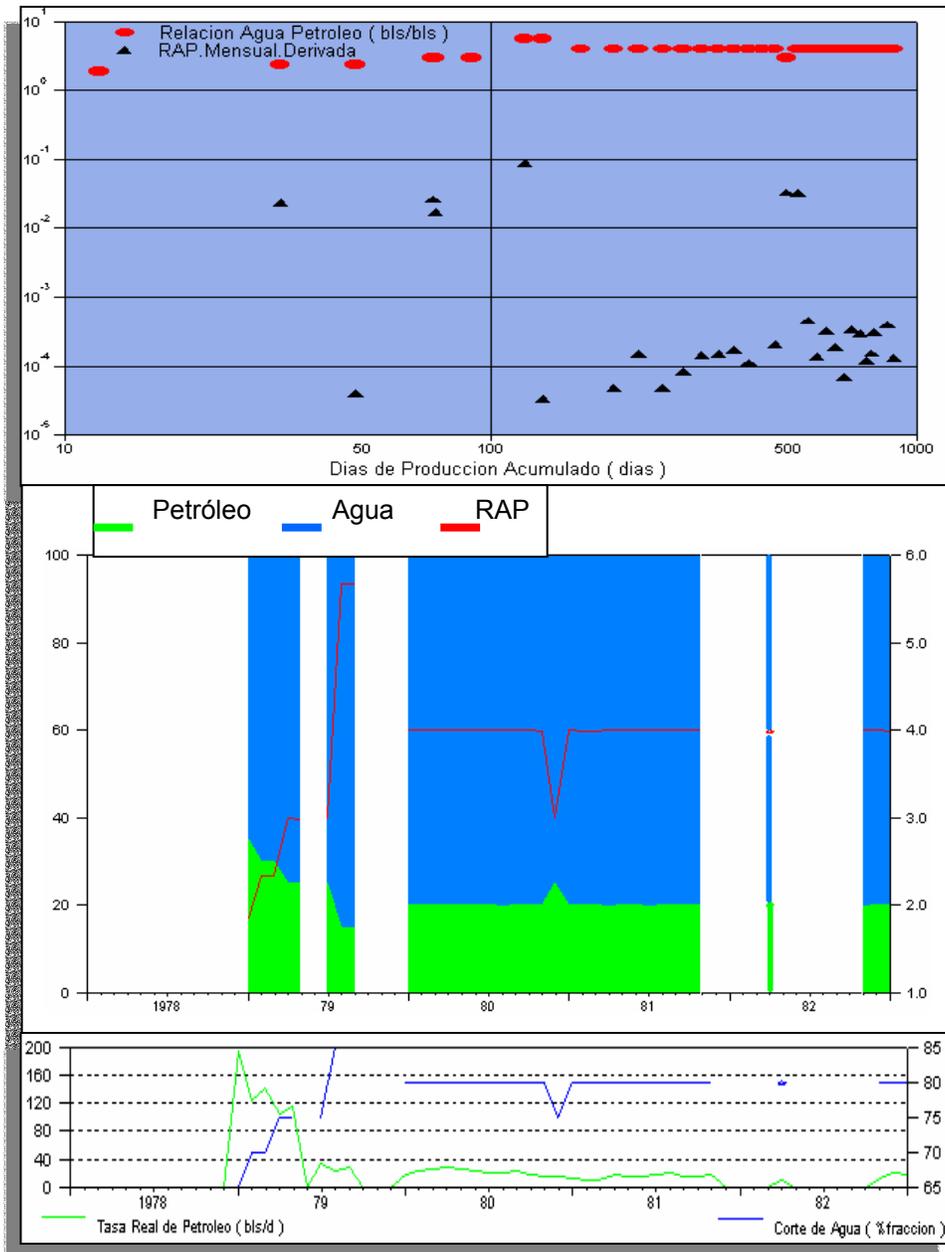
**DIAGNÓSTICO:** Conificación temprana con posterior canalización detrás del revestidor.



**POZO:** ES – 435.

**YACIMIENTO:** S2 ES-423.

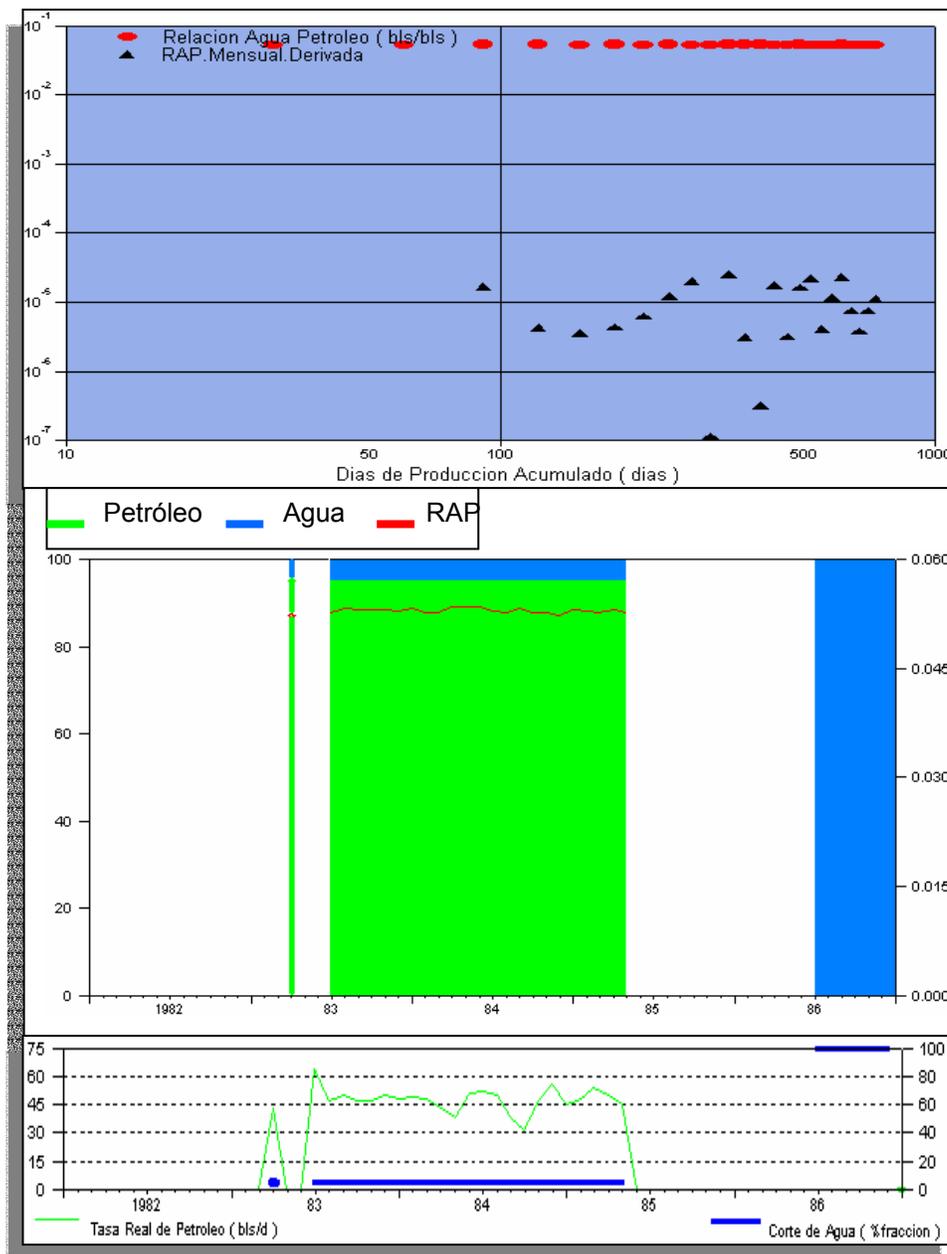
**DIAGNÓSTICO:** Posible avance del acuífero.



**POZO:** ES – 441.

**YACIMIENTO:** U9 ES-441.

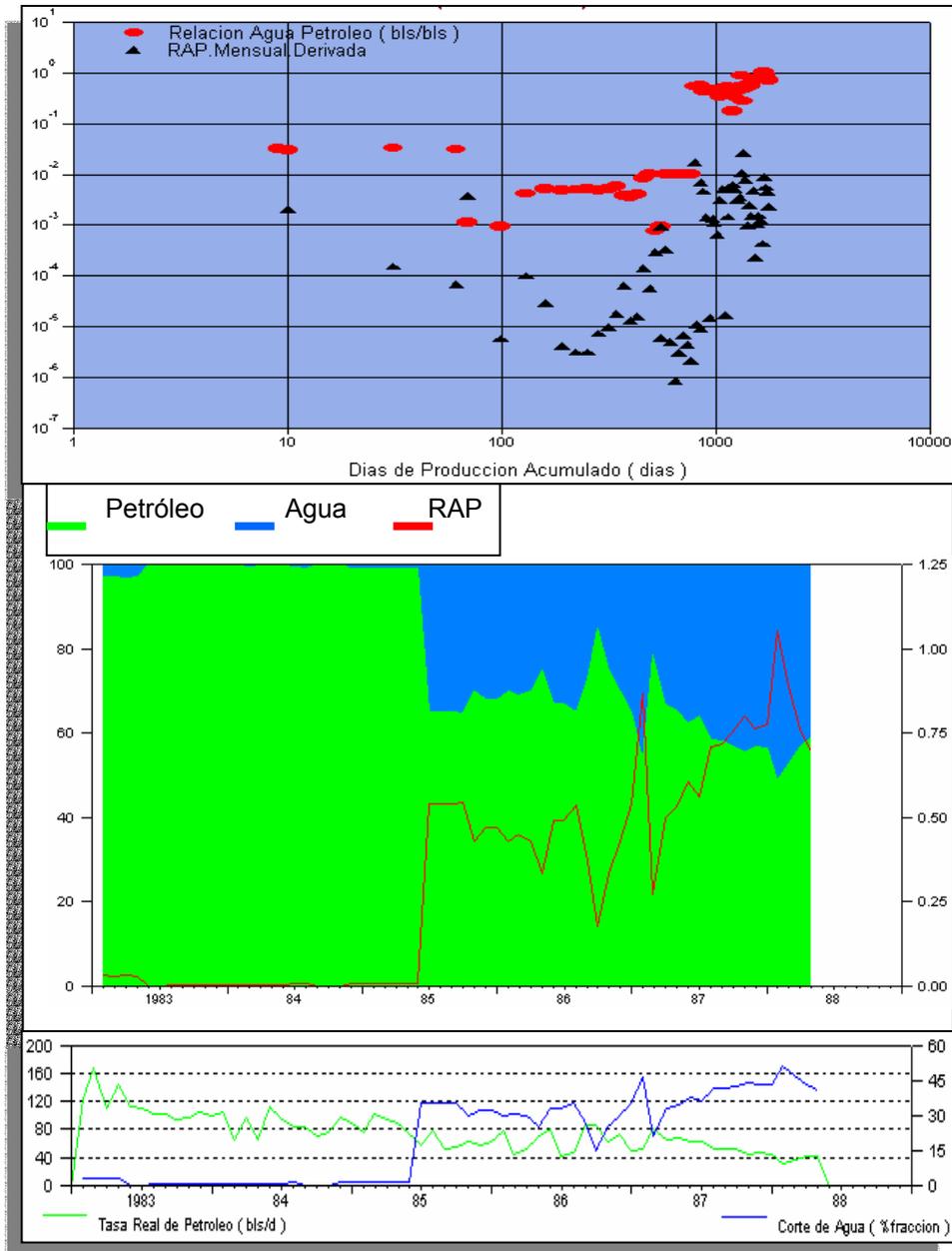
**DIAGNÓSTICO:** Conificación fuerte con canalización detrás del revestidor.



**POZO:** ES – 442.

**YACIMIENTO:** U2L ES-442.

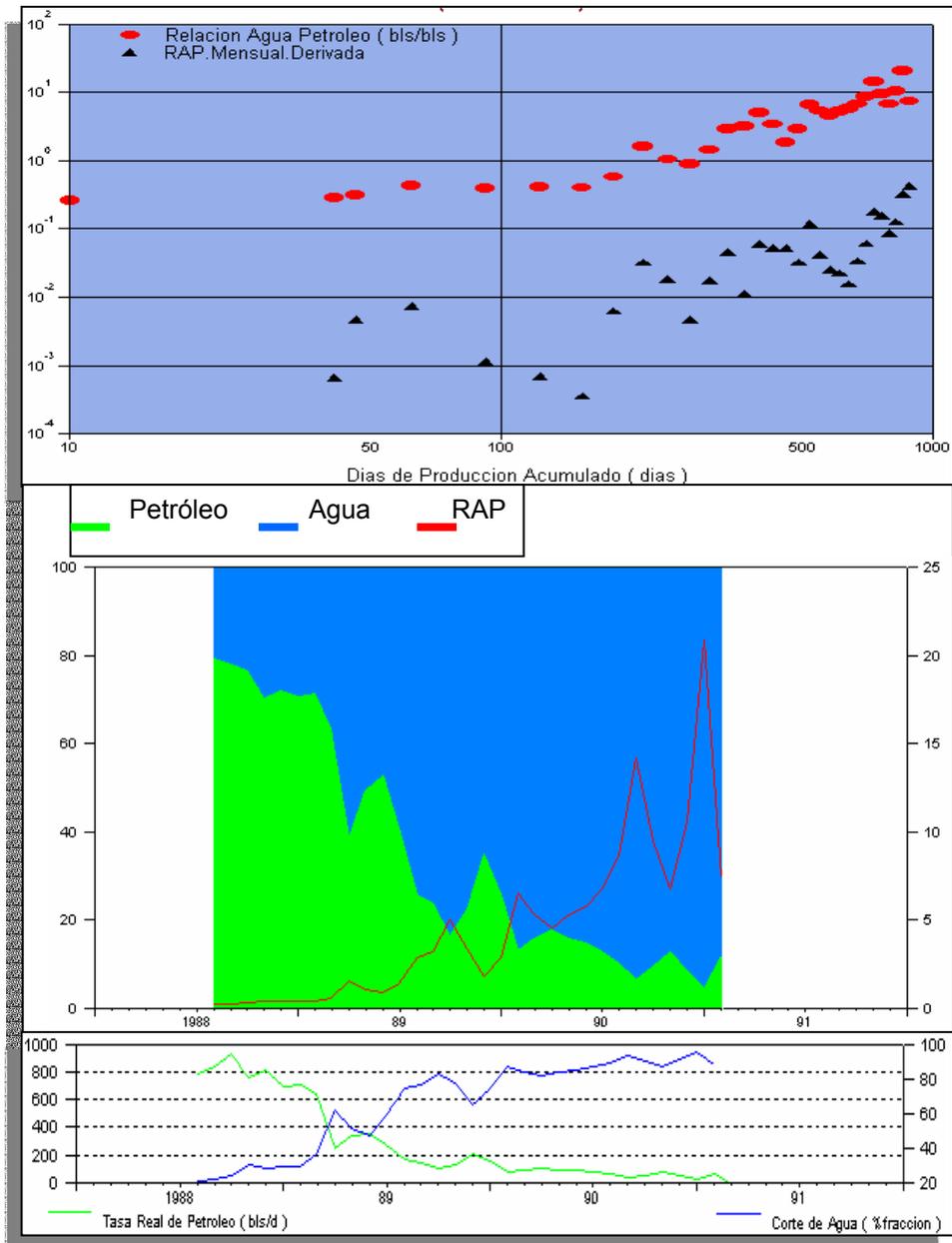
**DIAGNÓSTICO:** Posible conificación con canalización detrás del revestidor.



**POZO:** ES – 442.

**YACIMIENTO:** R0 ES-442.

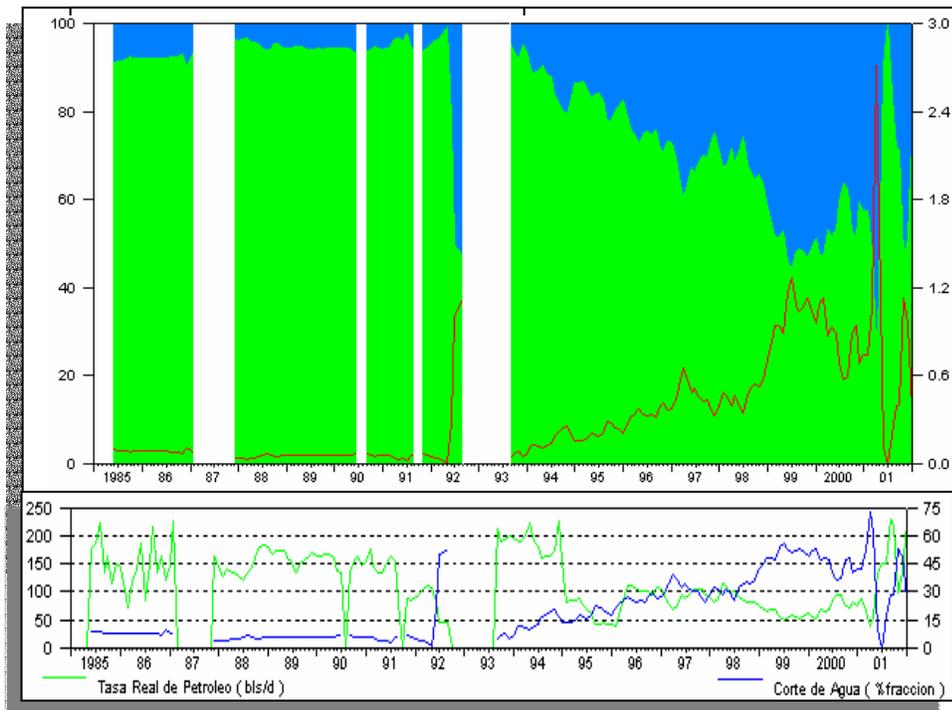
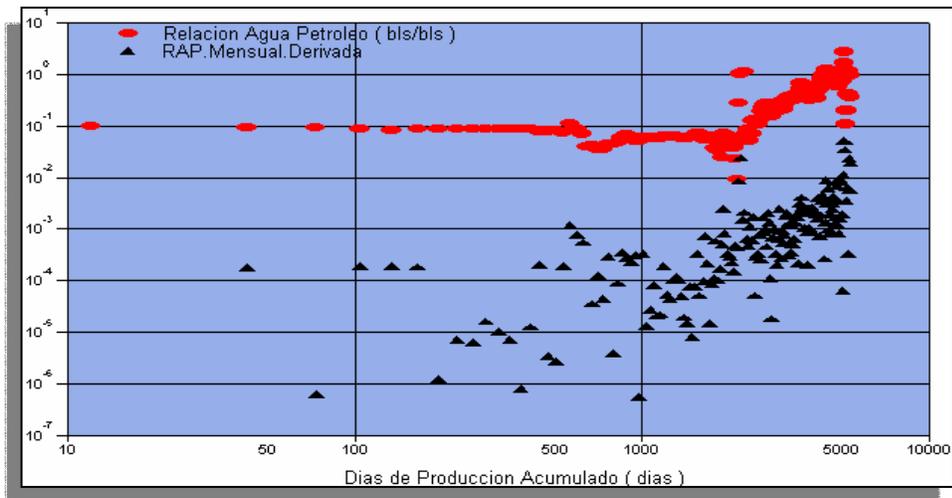
**DIAGNÓSTICO:** Posible canalización.



**POZO:** ES – 446.

**YACIMIENTO:** U1U YS 610.

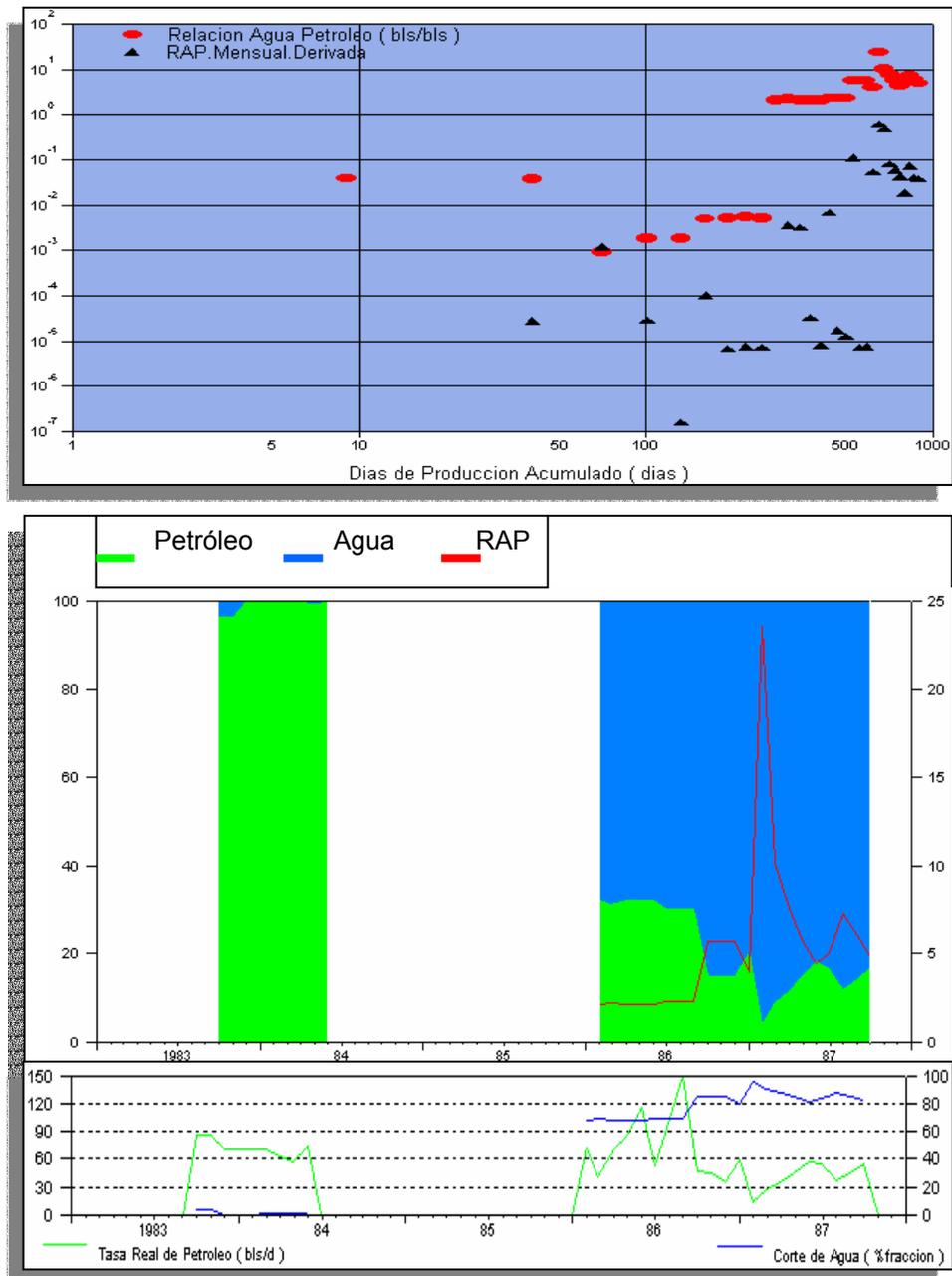
**DIAGNÓSTICO:** Posible canalización detrás del revestimiento.



**POZO:** ES – 447.

**YACIMIENTO:** R0 ES-447.

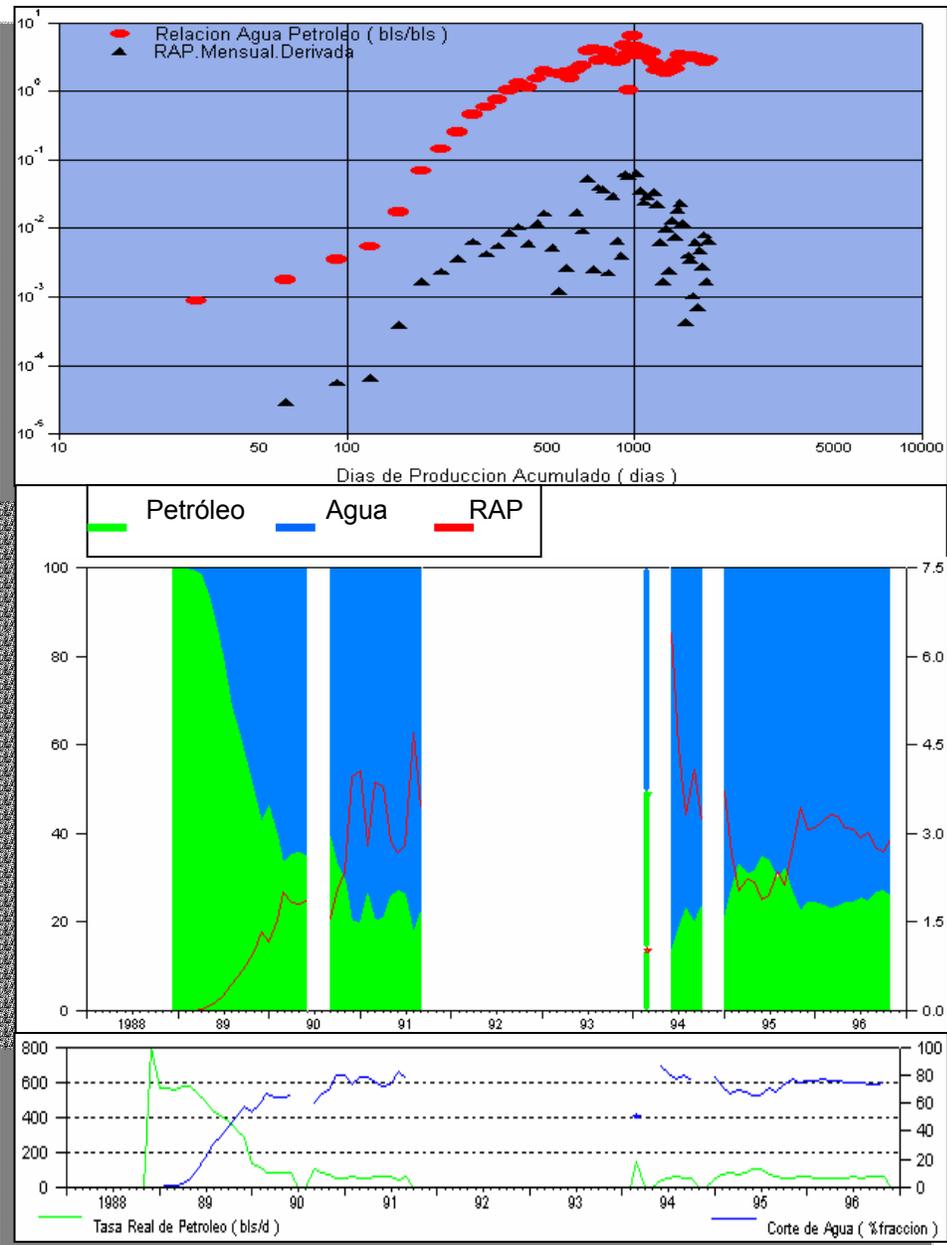
**DIAGNÓSTICO:** Posible conificación con canalización detrás del revestidor.



**POZO:** ES – 449.

**YACIMIENTO:** R0 ES-442.

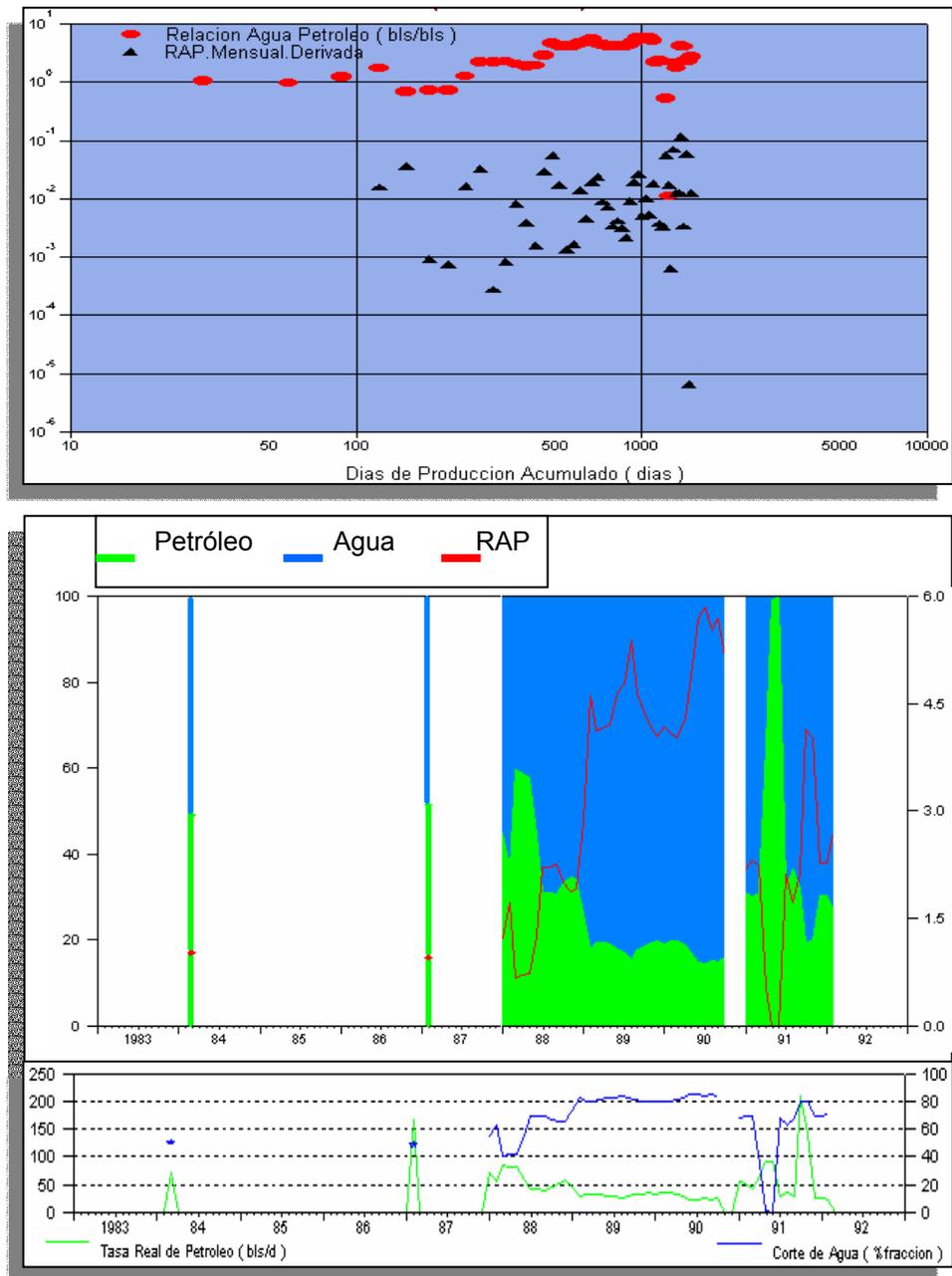
**DIAGNÓSTICO:** Posible conificación.



**POZO:** SOC - 04.

**YACIMIENTO:** U8U SOC-04.

**DIAGNÓSTICO:** Posible desplazamiento normal con alto %AyS (avance de acuífero).



NOMBRE DEL POZO	CAMPO	FECHA DE COM.	EMR (Pies)	PROFUNDIDAD DE LA COM. (P.b.n.m)		YACIMIENTO	PROBLEMAS OPERACIONALES
00102CAC0001 01-1	CACHICAMO	19490407	707	3019	3035	R4L CAC 1	Alto %AyS
00102CAC0002 01-1	CACHICAMO	19760925	617	2907	2912	R4L CAC 2	Aren. Alto %AyS
00102CAC0003 01-1	CACHICAMO	19761113	673	2776	2781	P2 CAC 3	Alta RGP
00102CAC0004 01-1	CACHICAMO	19771212	571	3324	3331	U1 CAC 4	Alto %AyS
00102CAC0005 01-1	CACHICAMO	19771114	757			U4 CAC 5	Abandonado
00102CAC0006 01-1	CACHICAMO	19800415	611	3349	3354	U3L CAC 6	Arenamiento
00102CAC0007 01-1	CACHICAMO	19800423	596	1236	1241	B4 CAC 7	Edo.ERN
00102CAC0007 01-2	CACHICAMO	19800423	596	2739	2744	R2 CAC 7	Edo.EEN
00102CAC0007 01-3	CACHICAMO	19800423	596			S3 CAC 7	Arenamiento
00102CAC0008 01-1	CACHICAMO	19800428	635	2799	2804	P3 CAC 8	Arenamiento
00102CAC0009 01-1	CACHICAMO	19800713	692			*	Abandonado
00102CAC0010 01-1	CACHICAMO	19811110	614	3003	3008	S5 CAC 10	Arenamiento
00102CAR0001 01-1	CARICARI	19580802	697			*	Edo.STS
00102CAR0003 01-1	CARICARI	19870623	789	2451	2454	H3U-L CAR 3	Alta RGP
00102CAR0003 01-2	CARICARI	19870623	789	3959	3969	S3 CAR 3	Alto %AyS
00102CAR0003 01-3	CARICARI	19870623	789	4189	4199	U1M,L CAR 12	Alto %AyS
00102CAR0004 01-1	CARICARI	19780104	815	2393	2398	F3 CAR 4	Edo.SSS
00102CAR0005 01-1	CARICARI	19771229	769	3555	3560	M2 CAS 5	Ato %AyS
00102CAR0007 01-1	CARICARI	19790817	765	4189	4194	U1L CAR 7	Aren. Alto %AyS
00102CAR0007 01-2	CARICARI	19790817	765	4473	4478	U5 CAR 3	Edo. EEB
00102CAR0008 01-1	CARICARI	19790812	791	4265	4270	U2M CAR 8	Arenamiento
00102CAR0009 01-1	CARICARI	19910711	746	4127	4132	U1L CAR 9	Produjo s/problema
00102CAR0009 01-2	CARICARI	19910711	746	4183	4188	U2M CAR 9	Alto %AyS
00102CAR0009 01-3	CARICARI	19910711	746	2730	2748	J1 CAR 3	Edo. ERN
00102CAR0010 01-1	CARICARI	19791130	761	4177	4182	U1L CAR 7	Alto %AyS
00102CAR0010 01-2	CARICARI	19791130	761	4432	4437	U5L CAR 10	Pozo Muerto
00102CAR0011 01-1	CARICARI	19791213	769	2798	2803	J3 CAR 11	Arenamiento
00102CAR0011 01-2	CARICARI	19791213	769	3137	3142	M1 CAR 11	Arenamiento
00102CAR0011 01-3	CARICARI	19791213	769	3502	3506	P1 CAR 11	Edo. ERB

00102CAR0011 01-4	CARICARI	19791213	769	4193	4198	U1L CAR 7	Arenamiento
00102CAR0012 01-1	CARICARI	19791219	770	4189	4194	U1M,L CAR 12	Aren. Alto %AyS
00102CAR0013 01-1	CARICARI	19800828	720	2839	2844	J3M CAR 13	Arenamiento
00102CAR0014 01-1	CARICARI	19800926	715	4208	4213	U2M CAR 9	Alto %AyS
00102CAR0014 01-2	CARICARI	19800926	715	4280	4285	U3 CAR 14	Alto %AyS
00102CAR0015 01-1	CARICARI	19910727	722	4154	4160	U1L CAR 9	Se cerró
00102CAR0015 01-2	CARICARI	19910727	722	3568	3575	R0M CAR 15	Edo. ERL
00102ES 0101 01-1	CARICARI	19540816	807			P1 ES 101	Alta RGP
00102ES 0101 01-2	CARICARI	19540816	807			TU ES 101	Edo. AEN
00102ES 0102 01-1	CARICARI	19540910	787	4293	4298	U2M ES 102	Abandonado
00102ES 0103 01-1	CARICARI	19540928	765	3622	3628	R0M ES 103	Aren. Alta RGP
00102ES 0103 01-2	CARICARI	19540928	765	3795	3800	R3L ES 103	Arenamiento
00102ES 0104 01-1	CARICARI	19550316	785			*	Edo. EXN
00102ES 0105 01-1	CARICARI	19550405	787			*	Edo.AEN
00102ES 0106 01-1	CARICARI	19550424	797	3302	3307	M4 ES 106	Pozo Muerto
00102ES 0106 01-2	CARICARI	19550424	797	3821	3831	R3U ES 106	Aband. Pescado
00102ES 0107 01-1	CARICARI	19550518	819	3575	3580	P1 ES 107	Edo.AEN
00102ES 0108 01-1	CARICARI	19550602	837			*	Edo.STS
00102ES 0111 01-1	CARICARI	19870412	764	3743	3748	R3U ES 111	Edo.EDN
00102ES 0111 01-2	CARICARI	19870412	764	4182	4187	U1L CAR 7	Edo.ERB
00102ES 0111 01-3	CARICARI	19870412	764	4558	4564	U8 ES 111	Edo. ERB
00102ES 0111 01-4	CARICARI	19870412	764	4167	4172	U1M,L CAR 12	Alta RGP
00102ES 0112 01-1	CARICARI	19811207	774	3292	3297	M4 ES 112	Aren. Alta RGP
00102ES 0228 01-1	SOCORORO	19820526	811	2393	2397	I3 ES 228S	Arenamiento
00102ES 0401 01-1	SOCORORO	19591011	769	3055	3067	P2 SOC 1	Ata RGP
00102ES 0401 01-2	SOCORORO	19591011	769	3315	3327	R4L ES 401	Ata RGP
00102ES 0401 01-3	SOCORORO	19591011	769	3575	3581	U1U YS 610	
00102ES 0401 01-4	SOCORORO	19591011	769	3675	3688	U2U ES 401	Aren. Alto %AyS
00102ES 0401 01-5	SOCORORO	19591011	769	3716	3735	U2L ES 401	Alo %AyS
00102ES 0402 01-1	SOCORORO	19891209	726	2494	2502	J3U ES 402	Alto %AyS
00102ES 0402 01-2	SOCORORO	19891209	726	3626	3634	U1 ES 402	Edo.EEB
00102ES 0402 01-3	SOCORORO	19891209	726	2470	2478	J2 ES 402	Edo. ERL
00102ES 0403 01-1	SOCORORO	19591027	740			*	Abandonado
00102ES 0404 01-1	SOCORORO	19591107	726	3151	3162	P2 ES 404	Arenamiento
00102ES 0406 01-1	SOCORORO	19591120	710	3138	3147	P2 ES 404	Edo. EAN

00102ES 0407 01-1	SOCORORO	19801230	688	3201	3208	P2	ES 404	Alto %AyS
00102ES 0407 01-2	SOCORORO	19801230	688	2126	2136		*	Iny. De Agua
00102ES 0408 01-1	SOCORORO	19591207	661			J3	ES 408	Edo. AEN
00102ES 0409 01-1	SOCORORO	19591217	710			J3	ES 409	Alto %AyS
00102ES 0409 01-2	SOCORORO	19591217	710			P2	ES 409	Alto %AyS
00102ES 0413 01-1	SOCORORO	19620201	734				*	Abandonado
00102ES 0415 01-1	SOCORORO	19620212	731	3588	3596	TU	ES 415	Arenamiento
00102ES 0417 01-1	SOCORORO	19650613	752	3468	3480	S2	ES 423	Edo. CGI
00102ES 0417 01-2	SOCORORO	19650613	752	3699	3740	U1L	ES 417	Aren. Alto %AyS
00102ES 0417 01-3	SOCORORO	19650613	752	3759	3770	U2U	ES 418	Arenamiento
00102ES 0418 01-1	SOCORORO	19860101	771	3441	3462	S2	ES 423	
00102ES 0418 01-2	SOCORORO	19860101	771	3646	3692	U1L	ES 417	Alta RGP
00102ES 0418 01-3	SOCORORO	19860101	771	3761	3776	U2U	ES 418	Alto %AyS
00102ES 0418 01-4	SOCORORO	19860101	771	3441	3465	S2	ES 423	Iny. de Gas cerrado
00102ES 0419 01-1	SOCORORO	19660710	776	3708	3713	U1L	ES 417	Edo. ERL
00102ES 0419 01-2	SOCORORO	19660710	776	3572	3582	S5	ES 419	Edo. CGN
00102ES 0419 01-3	SOCORORO	19660710	776			U1L	ES 417	Edo. ERL
00102ES 0419A 01-1	SOCORORO	19830917	777				*	Alta RGP
00102ES 0420 01-1	SOCORORO	19660803	692	3657	3671	U1	ES 420	Aren. Alto %AyS
00102ES 0420 01-2	SOCORORO	19660803	692	3789	3803	U2M	ES 420	Alto %AyS
00102ES 0420 01-3	SOCORORO	19660803	692	3848	3868	U4U	ES 420	Aren. Alto %AyS
00102ES 0421 01-1	SOCORORO	19670423	688				*	Abandonado
00102ES 0423 01-1	SOCORORO	19680618	770	3491	3501	S2	ES 423	Alta RGP
00102ES 0423 01-2	SOCORORO	19680618	770	3586	3594	S5	ES 423	Aren. Alta RGP
00102ES 0423 01-3	SOCORORO	19680618	770	3619	3648	TU,M	ES 423	Alta RGP
00102ES 0423 01-4	SOCORORO	19680618	770	3693	3704	U1L	ES 429	
00102ES 0423 01-5	SOCORORO	19680618	770	4142	4152	U8U	ES 423	
00102ES 0424 01-1	SOCORORO	19690115	708				*	Abandonado
00102ES 0425 01-1	SOCORORO	19690224	830	3491	3495	S2	ES 425	Alta RGP
00102ES 0425 01-2	SOCORORO	19690224	830	3623	3627	TM	ES 425	Aren. Alta RGP
00102ES 0426 01-1	SOCORORO	19700124	777				*	Edo. SAS
00102ES 0427 01-1	SOCORORO	19710413	719	3269	3274	P1	ES 427	Alta RGP
00102ES 0427 01-2	SOCORORO	19710413	719	3339	3350	R0	ES 447	
00102ES 0428 01-1	SOCORORO	19720107	768	2470	2476	J3M	ES 428	Arenamiento
00102ES 0428 01-2	SOCORORO	19720107	768	3328	3366	R2L	ES 428	Arenamiento

00102ES 0428 01-3	SOCORORO	19720107	768	3508	3518	S2 ES 423	Arenamiento
00102ES 0429 01-1	SOCORORO	19850305	808	3729	3734	U1L ES 429	Alto %AyS
00102ES 0429 01-2	SOCORORO	19850305	808	3954	3959	U4M ES 429	Alto %AyS
00102ES 0429 01-3	SOCORORO	19850305	808	3700	3706	U1U ES 423	
00102ES 0430 01-1	SOCORORO	19771208	702			*	Edo. SAS
00102ES 0431 01-1	SOCORORO	19771230	660			*	Edo. SAS
00102ES 0432 01-1	SOCORORO	19780603	748	3475	3482	S2 ES 423	Alta RGP
00102ES 0432 01-2	SOCORORO	19780603	748	3706	3712	U1L ES 417	Alta RGP
00102ES 0433 01-1	SOCORORO	19780424	778	3707	3716	TU,M ES 423	Edo. ERB
00102ES 0434 01-1	SOCORORO	19780608	783	3213	2618	R0 ES 417	No produjo
00102ES 0434 01-2	SOCORORO	19780608	783	3486	3494	S2 ES 423	Alta RGP
00102ES 0434 01-3	SOCORORO	19780608	783	3770	3776	U2U ES 418	Arenamiento
00102ES 0435 01-1	SOCORORO	19780614	807	3499	3505	S2 ES 423	Aren. Alto %AyS
00102ES 0435 01-2	SOCORORO	19780614	807	3555	3561	S4 ES 437	Arenamiento
00102ES 0435 01-3	SOCORORO	19780614	807	3720	3728	U1L ES 437	Arenamiento
00102ES 0436 01-1	SOCORORO	19790116	763	3605	3612	S5 ES 436	Arenamiento
00102ES 0437 01-1	SOCORORO	19790207	799	3580	3585	S4 ES 437	No produjo
00102ES 0437 01-2	SOCORORO	19790207	799	3611	3616	S5 ES 437	Arenamiento
00102ES 0437 01-3	SOCORORO	19790207	799	3741	3747	U1L ES 437	Alto %AyS
00102ES 0438 01-1	SOCORORO	19790211	755	3639	3645	TM ES 438	Arenamiento
00102ES 0439 01-1	SOCORORO	19820603	626	2275	2279	I3 ES 439S	Edo. EHN
00102ES 0440 01-1	SOCORORO	19820514	733			*	Abandonado
00102ES 0441 01-1	SOCORORO	19820619	705	4478	4483	U9 ES 441	Alto %AyS
00102ES 0442 01-1	SOCORORO	19880719	752	3909	3919	U2L ES 442	Alta RGP
00102ES 0442 01-2	SOCORORO	19880719	752	3330	3335	R0 ES 442	Edo. ELL
00102ES 0442 01-3	SOCORORO	19880719	752	3224	3230	P1 ES 442	No Produjo
00102ES 0443 01-1	SOCORORO	19820611	796			*	Abandonado
00102ES 0444 01-1	SOCORORO	19830207	746			*	Abandonado
00102ES 0445 01-1	SOCORORO	19831130	762	3388	3393	R2L ES 428	Inactivo
00102ES 0446 01-1	SOCORORO	19830505	753	3599	3607	U1U YS 610	Edo. PGB
00102ES 0446 01-2	SOCORORO	19830505	753	3681	3689	U2L ES 401	Arenamiento
00102ES 0447 01-1	SOCORORO	19890530	740	3329	3334	R0 ES 447	Aren. Alta RGP
00102ES 0447 01-2	SOCORORO	19890530	740	3240	3247	P1 ES 427	Alta RGP
00102ES 0448 01-1	SOCORORO	19831130	725	3643	3653	S5 ES 436	Aren. Alta RGP
00102ES 0449 01-1	SOCORORO	19881016	741	3952	3958	U1M ES 449	

00102ES 0449 01-2	SOCORORO	19881016	741	3979	3985	U1L ES 449	
00102ES 0449 01-3	SOCORORO	19881016	741	4005	4013	U2U ES 449	
00102ES 0449 01-4	SOCORORO	19881016	741			R0 ES 442	Alto %AyS
00102ES 0450 01-1	SOCORORO	19930126	772	3858	3866	U1L ES 417	Alto %AyS
00102ES 0450 01-2	SOCORORO	19930126	772	3928	3944	U2U ES 418	Arenamiento
00102SOC0001 01-1	SOCORORO	19400214	848	3171	3178	P2 SOC 1	Aren. Alta RGP
00102SOC0002 01-1	SOCORORO	19481009	835	3168	3172	P2 SOC 1	Arenamiento
00102SOC0003 01-1	SOCORORO	19760829	769	3044	3047	P2 SOC 1	Arenamiento
00102SOC0003 01-2	SOCORORO	19760829	769	3568	3578	U1U YS 610	Arenamiento
00102SOC0004 01-1	SOCORORO	19920614	758	3964	3969	U8U SOC 4	Aren. Alto %AyS
00102SOC0004 01-2	SOCORORO	19920614	758			U1U YS 610	Edo. PGB
00102SOC0005 01-1	SOCORORO	19800311	738	3627	3633	U2L ES 401	Aren. Alta RGP

Nomenclatura	Estado Mecánico
AEB	ABANDONADO POR RAZONES ECONÓMICAS
AEC	ABANDONADO POR RAZONES ECONÓMICAS
AEG	ABANDONADO POR RAZONES ECONÓMICAS
AEI	ABANDONADO POR RAZONES ECONÓMICAS
AEL	ABANDONADO POR RAZONES ECONÓMICAS
AEN	ABANDONADO POR RAZONES ECONÓMICAS
AES	ABANDONADO POR RAZONES ECONÓMICAS
AGB	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO
AGC	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO
AGG	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO
AGI	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO
AGL	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO
AGN	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO
AGS	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO
AMB	ABANDONADO POR RAZONES MECÁNICAS
AMC	ABANDONADO POR RAZONES MECÁNICAS
AMG	ABANDONADO POR RAZONES MECÁNICAS
AMI	ABANDONADO POR RAZONES MECÁNICAS
AML	ABANDONADO POR RAZONES MECÁNICAS
AMN	ABANDONADO POR RAZONES MECÁNICAS
AMS	ABANDONADO POR RAZONES MECÁNICAS
AOB	ABANDONADO POR OTRAS RAZONES
AOC	ABANDONADO POR OTRAS RAZONES
AOG	ABANDONADO POR OTRAS RAZONES
AOI	ABANDONADO POR OTRAS RAZONES
AOL	ABANDONADO POR OTRAS RAZONES
AON	ABANDONADO POR OTRAS RAZONES
AOS	ABANDONADO POR OTRAS RAZONES
AS	ABANDONADO SECO
AUB	ABANDONADO UNIFICADO
AUL	ABANDONADO UNIFICADO
AUN	ABANDONADO UNIFICADO
AWB	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
AWC	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
AWG	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
AWI	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
AWL	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
AWN	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
AWS	ABANDONADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
AYB	ABANDONADO POR RAZONES DE YACIMIENTO
AYC	ABANDONADO POR RAZONES DE YACIMIENTOS
AYG	ABANDONADO POR RAZONES DE YACIMIENTOS
AYI	ABANDONADO POR RAZONES DE YACIMIENTOS
AYL	ABANDONADO POR RAZONES DE YACIMIENTO
AYN	ABANDONADO POR RAZONES DE YACIMIENTO
AYS	ABANDONADO POR RAZONES DE YACIMIENTOS
CAB	CERRADO POR FALTA DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO TEMPORAL
CAG	CERRADO POR FALTA DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO TEMPORAL
CAI	INYECTOR DE AIRE CERRADO

<b>CAL</b>	CERRADO POR FALTA DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO TEMPORAL
<b>CAN</b>	CERRADO POR FALTA DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO TEMPORAL
<b>CCB</b>	CERRADO POR CONTROL INTERNO
<b>CCC</b>	CERRADO POR CONTROL INTERNO
<b>CCG</b>	CERRADO POR CONTROL INTERNO
<b>CCL</b>	CERRADO POR CONTROL INTERNO
<b>CCN</b>	CERRADO POR CONTROL INTERNO
<b>CEB</b>	CERRADO POR CONTROL INTERNO
<b>CEI</b>	CERRADO ESPERANDO ESTIMULO PARA INICIAR FLUJO (KICK OFF)
<b>CEL</b>	CERRADO POR CONTROL INTERNO
<b>CEN</b>	CERRADO POR CONTROL INTERNO
<b>CES</b>	CERRADO ESPERANDO ESTIMULO PARA INICIAR FLUJO (KICK OFF)
<b>CGB</b>	CERRADO POR FALLA TEMPORAL DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y COMPRESIÓN DE GAS
<b>CGC</b>	CERRADO POR FALLA TEMPORAL DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y COMPRESIÓN DE GAS
<b>CGG</b>	CERRADO POR FALLA TEMPORAL DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y COMPRESIÓN DE GAS
<b>CGI</b>	INYECTOR DE GAS CERRADO
<b>CGL</b>	CERRADO POR FALLA TEMPORAL DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y COMPRESIÓN DE GAS
<b>CGN</b>	CERRADO POR FALLA TEMPORAL DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y COMPRESIÓN DE GAS
<b>CMB</b>	CERRADO POR FALTA DE MERCADO
<b>CMG</b>	CERRADO POR FALTA DE MERCADO
<b>CML</b>	CERRADO POR FALTA DE MERCADO
<b>CMN</b>	CERRADO POR FALTA DE MERCADO
<b>CMS</b>	CERRADO POR FALTA DE MERCADO
<b>COB</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>COC</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>COG</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>COI</b>	INYECTOR DE OTRO FLUIDO CERRADO
<b>COL</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>CON</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>COS</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>CRB</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUPERFICIE
<b>CRC</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUPERFICIE
<b>CRI</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUPERFICIE
<b>CRL</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUPERFICIE
<b>CRN</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUPERFICIE
<b>CRS</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUPERFICIE
<b>CSB</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUBSUELO
<b>CSC</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE UNA INSTALACIÓN
<b>CSL</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUBSUELO
<b>CSN</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE SUBSUELO
<b>CSS</b>	CERRADO ESPERANDO REPARACIONES MENORES DE UNA INSTALACIÓN
<b>CVI</b>	INYECTOR DE VAPOR DE AGUA CERRADO
<b>CWI</b>	INYECTOR DE AGUA CERRADO
<b>CYB</b>	CERRADO TEMPORALMENTE POR ESTUDIO DE YACIMIENTO
<b>CYC</b>	CERRADO TEMPORALMENTE POR ESTUDIO DE YACIMIENTO
<b>CYL</b>	CERRADO TEMPORALMENTE POR ESTUDIO DE YACIMIENTO
<b>CYN</b>	CERRADO TEMPORALMENTE POR ESTUDIO DE YACIMIENTO
<b>CYS</b>	CERRADO TEMPORALMENTE POR ESTUDIO DE YACIMIENTO

<b>DAB</b>	DEVUELTO ABANDONADO
<b>DAL</b>	DEVUELTO ABANDONADO
<b>DAN</b>	DEVUELTO ABANDONADO
<b>DAS</b>	DEVUELTO ABANDONADO
<b>DGG</b>	DEVUELTO PRODUCTOR DE GAS
<b>DGN</b>	DEVUELTO PRODUCTOR DE GAS
<b>DII</b>	DEVUELTO INYECTANDO
<b>DPB</b>	DEVUELTO PRODUCTOR DE PETRÒLEO
<b>DPL</b>	DEVUELTO PRODUCTOR DE PETRÒLEO
<b>DPN</b>	DEVUELTO PRODUCTOR DE PETRÒLEO
<b>DWB</b>	DEVUELTO PRODUCTOR DE AGUA
<b>DWN</b>	DEVUELTO PRODUCTOR DE AGUA
<b>EAB</b>	ESPERANDO ABANDONO
<b>EAC</b>	ESPERANDO ABANDONO
<b>EAG</b>	ESPERANDO ABANDONO
<b>EAI</b>	ESPERANDO INYECCIÓN DE AIRE
<b>EAL</b>	ESPERANDO ABANDONO
<b>EAN</b>	ESPERANDO ABANDONO
<b>EAS</b>	ESPERANDO ABANDONO
<b>ECB</b>	ESPERANDO RECOMPLETACIÒN (CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA)
<b>ECL</b>	ESPERANDO RECOMPLETACIÒN (CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA)
<b>ECN</b>	ESPERANDO RECOMPLETACIÒN (CAMBIO DE ZONA PRODUCTORA)
<b>EDB</b>	ENCONTRADO INACTIVO (DEAD)
<b>EDC</b>	ENCONTRADO INACTIVO (DEAD)
<b>EDG</b>	ENCONTRADO INACTIVO (DEAD)
<b>EDL</b>	ENCONTRADO INACTIVO (DEAD)
<b>EDN</b>	ENCONTRADO INACTIVO (DEAD)
<b>EDS</b>	ENCONTRADO INACTIVO (DEAD)
<b>EEB</b>	CERRADO POR RAZONES ECONÒMICAS. NO ESTAN EN CAPACIDAD DE PRODUCIR O SER REPARADOS EN LA ACTUALIDAD.
<b>EEC</b>	CERRADO POR RAZONES ECONÒMICAS
<b>EEG</b>	CERRADO POR RAZONES ECONÒMICAS
<b>EEL</b>	CERRADO POR RAZONES ECONÒMICAS. NO ESTAN EN CAPACIDAD DE PRODUCIR O SER REPARADOS EN LA ACTUALIDAD.
<b>EEN</b>	CERRADO POR RAZONES ECONÒMICAS. NO ESTAN EN CAPACIDAD DE PRODUCIR O SER REPARADOS EN LA ACTUALIDAD.
<b>EES</b>	CERRADO POR RAZONES ECONÒMICAS
<b>EGB</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÒN GAS-PETRÒLEO. CERRADOS POR PRODUCCIÒN ANORMAL DE GAS
<b>EGC</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÒN GAS-PETRÒLEO.
<b>EGI</b>	ESPERANDO INYECCIÓN DE GAS
<b>EGL</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÒN GAS-PETRÒLEO. CERRADOS POR PRODUCCIÒN ANORMAL DE GAS
<b>EGN</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÒN GAS-PETRÒLEO. CERRADOS POR PRODUCCIÒN ANORMAL DE GAS
<b>EGS</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÒN GAS-PETRÒLEO.
<b>EHB</b>	CERRADO POR ORDEN DEL MEM
<b>EHC</b>	CERRADO POR ORDEN DEL MEM
<b>EHL</b>	CERRADO POR ORDEN DEL MEM
<b>EHN</b>	CERRADO POR ORDEN DEL MEM
<b>EHS</b>	CERRADO POR ORDEN DEL MEM
<b>EIB</b>	ESPERANDO PRIMERA INSTALACIÒN MAYOR DE SUPERFICIE
<b>EIG</b>	ESPERANDO INSTALACIÒN DE SUPERFICIE

<b>EIL</b>	ESPERANDO PRIMERA INSTALACIÓN MAYOR DE SUPERFICIE
<b>EIN</b>	ESPERANDO PRIMERA INSTALACIÓN MAYOR DE SUPERFICIE
<b>EIS</b>	ESPERANDO INSTALACIÓN DE SUPERFICIE
<b>ELB</b>	ESPERANDO INSTALACIÓN DE SUBSUELO. REQUIEREN PARA PRODUCIR INSTALACIÓN DE EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE SUBSUELO
<b>ELL</b>	ESPERANDO INSTALACIÓN DE SUBSUELO. REQUIEREN PARA PRODUCIR INSTALACIÓN DE EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE SUBSUELO
<b>ELN</b>	ESPERANDO INSTALACIÓN DE SUBSUELO. REQUIEREN PARA PRODUCIR INSTALACIÓN DE EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE SUBSUELO
<b>EMB</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MENOR DE SUBSUELO (SERVICIO)
<b>EMG</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MENOR DE SUBSUELO (SERVICIO)
<b>EMI</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MENOR DE SUBSUELO (SERVICIO)
<b>EML</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MENOR DE SUBSUELO (SERVICIO)
<b>EMN</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MENOR DE SUBSUELO (SERVICIO)
<b>EMS</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MENOR DE SUBSUELO (SERVICIO)
<b>EOB</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>EOG</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS. SIMILAR AL CO PERO MAYORES
<b>EOI</b>	ESPERANDO INYECCIÓN DE OTROS FLUIDOS
<b>EOL</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>EON</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS
<b>EOS</b>	CERRADO POR OTRAS CAUSAS. SIMILAR AL CO PERO MAYORES
<b>ERB</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MAYOR DE SUBSUELO (WORKOVER). TRABAJOS A EFECTUARSE EN LA MISMA ZONA PRODUCTORA
<b>ERC</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MAYOR DE SUBSUELO (WORKOVER).
<b>ERG</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MAYOR DE SUBSUELO (WORKOVER).
<b>ERI</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MAYOR DE SUBSUELO (WORKOVER).
<b>ERL</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MAYOR DE SUBSUELO (WORKOVER). TRABAJOS A EFECTUARSE EN LA MISMA ZONA PRODUCTORA
<b>ERN</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MAYOR DE SUBSUELO (WORKOVER). TRABAJOS A EFECTUARSE EN LA MISMA ZONA PRODUCTORA
<b>ERS</b>	ESPERANDO REPARACIÓN MAYOR DE SUBSUELO (WORKOVER).
<b>ESB</b>	ESPERANDO REPARACIÓN DE SUPERFICIE. PUEDEN SER RESTITUIDOS A ESTADO ACTIVO MEDIANTE LA REPARACIÓN O REEMPLAZO DE EQUIPOS
<b>ESC</b>	ESPERANDO REPARACIÓN DE SUPERFICIE
<b>ESG</b>	ESPERANDO REPARACIÓN DE SUPERFICIE
<b>ESL</b>	ESPERANDO REPARACIÓN DE SUPERFICIE. PUEDEN SER RESTITUIDOS A ESTADO ACTIVO MEDIANTE LA REPARACIÓN O REEMPLAZO DE EQUIPOS
<b>ESN</b>	ESPERANDO REPARACIÓN DE SUPERFICIE. PUEDEN SER RESTITUIDOS A ESTADO ACTIVO MEDIANTE LA REPARACIÓN O REEMPLAZO DE EQUIPOS
<b>ESS</b>	ESPERANDO REPARACIÓN DE SUPERFICIE
<b>ETB</b>	ESPERANDO SISTEMA DE TRATAMIENTO (DESHIDRATACIÓN)
<b>ETL</b>	ESPERANDO SISTEMA DE TRATAMIENTO (DESHIDRATACIÓN)
<b>ETN</b>	ESPERANDO SISTEMA DE TRATAMIENTO (DESHIDRATACIÓN)
<b>EVB</b>	ESPERANDO INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA. ESPERANDO DISPONIBILIDAD DEL EQUIPO DE INYECCIÓN DE VAPOR DE AGUA
<b>EVI</b>	ESPERANDO INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA
<b>EVL</b>	ESPERANDO INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA. ESPERANDO DISPONIBILIDAD DEL EQUIPO DE INYECCIÓN DE VAPOR DE AGUA
<b>EVN</b>	ESPERANDO INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA. ESPERANDO DISPONIBILIDAD DEL EQUIPO DE INYECCIÓN DE VAPOR DE AGUA
<b>EWB</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO. PRODUCCIÓN ANORMAL DE AGUA
<b>EWC</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
<b>EWG</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
<b>EWI</b>	ESPERANDO INYECCIÓN DE AGUA
<b>EWL</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO. PRODUCCIÓN ANORMAL DE AGUA

<b>EWN</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO. PRODUCCIÓN ANORMAL DE AGUA
<b>EWS</b>	CERRADO POR ALTA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO
<b>EXB</b>	CERRADO POR INVESTIGACIÓN. ESPERANDO ESTUDIO PARA DETERMINAR CESE DE PRODUCCIÓN O ANOMALIAS EN LAS CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN
<b>EXC</b>	CERRADO POR INVESTIGACIÓN
<b>EXG</b>	CERRADO POR INVESTIGACIÓN
<b>EXL</b>	CERRADO POR INVESTIGACIÓN. ESPERANDO ESTUDIO PARA DETERMINAR CESE DE PRODUCCIÓN O ANOMALIAS EN LAS CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN
<b>EXN</b>	CERRADO POR INVESTIGACIÓN. ESPERANDO ESTUDIO PARA DETERMINAR CESE DE PRODUCCIÓN O ANOMALIAS EN LAS CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN
<b>EXS</b>	CERRADO POR INVESTIGACIÓN
<b>EZB</b>	CERRADO AISLADO SELECTIVAMENTE POR MANGA (SLEEVE) U OTRO EQUIPO APROPIADO
<b>EZC</b>	CERRADO AISLADO SELECTIVAMENTE POR MANGA U OTRO EQUIPO
<b>EZG</b>	CERRADO AISLADO SELECTIVAMENTE POR MANGA U OTRO EQUIPO
<b>EZI</b>	CERRADO AISLADO SELECTIVAMENTE POR MANGA U OTRO EQUIPO
<b>EZL</b>	CERRADO AISLADO SELECTIVAMENTE POR MANGA (SLEEVE) U OTRO EQUIPO APROPIADO
<b>EZN</b>	CERRADO AISLADO SELECTIVAMENTE POR MANGA (SLEEVE) U OTRO EQUIPO APROPIADO
<b>EZS</b>	CERRADO AISLADO SELECTIVAMENTE POR MANGA U OTRO EQUIPO
<b>IAE</b>	POZO-ZONA INYECTANDO AIRE
<b>IGI</b>	POZO-ZONA INYECTANDO GAS
<b>IOI</b>	POZO-ZONA INYECTANDO OTRO FLUIDO
<b>IVI</b>	POZO-ZONA INYECTANDO VAPOR DE AGUA CONTINUO O ALTERNO
<b>IWI</b>	POZO-ZONA INYECTANDO AGUA
<b>PAL</b>	LEVANTAMIENTO POR GAS CONTINUO POR EL ESPACIO ANULAR
<b>PAN</b>	FLUYENDO POR EL ESPACIO ANULAR
<b>PBN</b>	FLUYENDO PERO CON EQUIPO DE BOMBEO INSTALADO PARA AUMENTAR EL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN. EQUIVALE A PNB
<b>PCB</b>	BOMBEADO POR CABILLAS DE UNIDAD CENTRAL
<b>PCL</b>	LEVANTAMIENTO POR GAS CON CAMARA DE ALMACENAMIENTO (CHAMBER LIFT)
<b>PDB</b>	BOMBEADO POR CABILLAS CON UNIDAD DIESEL
<b>PEB</b>	BOMBEANDO POR CABILLAS CON UNIDAD ELECTRICA
<b>PEL</b>	LEVANTAMIENTO POR GAS EN EMBOLO LIBRE (PLUNGER LIFT)
<b>PGB</b>	BOMBEADO POR CABILLAS CON UNIDAD DE GAS
<b>PHB</b>	BOMBEANDO CON BOMBAS HIDRAULICAS EN EL SUBSUELO
<b>PIL</b>	LEVANTAMIENTO POR GAS INTERMITENTE
<b>PIN</b>	FLUYENDO EN FORMA INTERMITENTE
<b>PLC</b>	FLUYENDO CON EQUIPO DE LEVANTAMIENTO GAS INSTALADO PARA AUMENTAR POTENCIAL
<b>PLN</b>	FLUYENDO PERO CON EQUIPO DE LEVANTAMIENTO POR GAS INSTALADO PARA AUMENTAR EL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN, EQUIVALE A PNL
<b>PMB</b>	BOMBEANDO POR CABILLAS CON UNIDAD GEMELA
<b>PNB</b>	FLUYENDO CON BOMBAS INSTALADAS- VER PBN
<b>PNL</b>	LEVANTAMIENTO POR GAS PARA AUMENTO DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN. EQUIVALE A PLN
<b>PPB</b>	BOMBEANDO BAJO EL CONTROL DEL MEM
<b>PPL</b>	LEVANTAMIENTO POR GAS BAJO EL CONTROL DEL MEM
<b>PPN</b>	FLUYENDO BAJO EL CONTROL DEL MEM
<b>PRB</b>	BOMBEANDO CON BOMBA CENTRIFUGA EN EL SUBSUELO
<b>PRN</b>	FLUYENDO CONJUNTAMENTE POR EL ESPACIO ANULAR Y POR LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
<b>PSB</b>	BOMBEANDO POR CABILLAS CON CABEZOTE HIDRAULICO EN LA SUPERFICIE
<b>PTC</b>	FLUYENDO POR LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

<b>PTL</b>	LEVANTAMIENTO POR GAS Y POR LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (CONTINUO)
<b>PTN</b>	FLUYENDO POR LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
<b>SAP</b>	POZO ABANDONADO SIN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
<b>SAL</b>	POZO ABANDONADO SIN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
<b>SAN</b>	POZO ABANDONADO SIN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
<b>SAS</b>	POZO ABANDONADO SIN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
<b>SCB</b>	COMPLETANDO
<b>SE</b>	POZOS DE SONDEO ESTRATIGRAFICO
<b>SPB</b>	PERFORANDO
<b>SSB</b>	SUSPENDIDO
<b>SSI</b>	SUSPENDIDO
<b>SSL</b>	SUSPENDIDO
<b>SSN</b>	SUSPENDIDO
<b>SSS</b>	SUSPENDIDO
<b>STB</b>	POZO ABANDONADO CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
<b>STL</b>	POZO ABANDONADO CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
<b>STN</b>	POZO ABANDONADO CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
<b>STS</b>	POZO ABANDONADO CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
<b>TPV</b>	TRABAJANDO (PROFUNDIZANDO EL POZO)
<b>TPL</b>	TRABAJANDO (PROFUNDIZANDO EL POZO)
<b>TPN</b>	TRABAJANDO (PROFUNDIZANDO EL POZO)
<b>TRB</b>	TRABAJANDO (REPARACIONES MAYORES)
<b>TRI</b>	TRABAJANDO (REPARACIONES MAYORES)
<b>TRL</b>	TRABAJANDO (REPARACIONES MAYORES)
<b>TRN</b>	TRABAJANDO (REPARACIONES MAYORES)
<b>TSB</b>	TRABAJANDO (REPARACIONES MENORES)
<b>TSL</b>	TRABAJANDO (REPARACIONES MENORES)
<b>TSN</b>	TRABAJANDO (REPARACIONES MENORES)
<b>WCB</b>	POZO PRODUCTOR DE AGUA CERRADO
<b>WCN</b>	POZO PRODUCTOR DE AGUA CERRADO
<b>WPB</b>	POZO PRODUCTOR DE AGUA ABIERTO
<b>WPN</b>	POZO PRODUCTOR DE AGUA ABIERTO
<b>ZCC</b>	POZO-ZONA HIPOTETICO DE CONDENSADO CERRADO
<b>ZNP</b>	POZO-ZONA HIPOTETICO DE CONDENSADO ABIERTO