

## **MANEJO INTEGRAL DE YACIMIENTOS MADUROS YACIMIENTO EL PORVENIR: UNA EXPERIENCIA SOBRE TRABAJO EN EQUIPO.**

Norah Scianca y Daniel Giménez  
Pluspetrol E. & P. S.A.  
Argentina

### **RESUMEN**

El siguiente trabajo describe como un adecuado gerenciamiento de reservorio posibilitó la reactivación exitosa de un yacimiento marginal y la implementación de un proyecto de recuperación secundaria a partir de la eliminación del agua de purga.

Se detalla como el trabajo en equipo entre las distintas áreas de la empresa permitió incrementar las reservas y realizar las operaciones de campo dentro de un esquema, costo-inversión que hiciera rentable dicha operación.

Como consecuencia del estudio de reservorio de detalle, mejoramiento del factor de recuperación y trabajos exploratorios, se duplicaron las reservas de petróleo al momento de la compra del área.

### **INTRODUCCION**

El campo El Porvenir se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, Provincia de Neuquén, República Argentina. (Adjunto 1)

La superficie total del área es de 304 Km<sup>2</sup> y el área mineralizada es de 33 Km<sup>2</sup>. Está compuesta por tres yacimientos a saber: Challacó, La Esperanza y El Porvenir.(Adjunto 2)

El primero en descubrirse fue Challacó en 1941,el segundo La Esperanza, en 1959, y por último, en 1977, El Porvenir. Estos hallazgos fueron realizados por la compañía estatal YPF.

Pluspetrol E & P S.A. adquirió el área al Estado Nacional en 1990 en la primera licitación pública de áreas marginales.

La historia de producción del área puede dividirse en tres períodos : (Adjunto 3)

El primero de ellos comprende desde 1942 hasta 1968. Se produce el desarrollo del yacimiento Challacó y su posterior declinatoria. Se perforaron 155 pozos, de los cuales 134 fueron petrolíferos. Las reparaciones consistieron en aislaciones de capas con alto corte de agua y apertura de capas nuevas. La producción alcanzó un pico máximo de 1000 m<sup>3</sup>/d en el año 1949, declinando luego hacia el año 1968. La producción acumulada en este período más la extrapolada por declinatoria de producción es de 4.250.000 m<sup>3</sup> de petróleo.

El segundo período abarca desde 1968 hasta 1990. Al comienzo de la misma la producción era de 35 m<sup>3</sup>/d de petróleo con 95 % de agua, en estas condiciones se consideró al yacimiento inundado por empuje natural de agua. Durante esta etapa se intenta reactivarlo en diferentes oportunidades mediante perforaciones y reparaciones.

Se desarrolla el yacimiento La Esperanza, descubierto en 1959 y se descubre y desarrolla el yacimiento El Porvenir.

Se perforaron un total de 35 pozos y se repararon otros 60, con lo cual se incorporaron 1.580.000 m<sup>3</sup> de petróleo.

La baja performance en la recuperada de petróleo se debió en parte a la metodología de trabajo utilizada, sin ensayos selectivos durante las intervenciones de los pozos, impidiendo identificar capas de menor permeabilidad con petróleo remanente; y a la subexplotación del yacimiento.

El tercer período se extiende desde octubre de 1990 hasta el presente. Al momento de la toma del área la producción era de 58.4 m<sup>3</sup>/d de petróleo y 650 m<sup>3</sup>/d de agua, con 21 pozos en marcha. A partir de esa fecha previo reacondicionamiento de los pozos en producción se implementó un programa de reparaciones y perforaciones.

Al presente se han efectuado 36 perforaciones con 72 % de éxito y 159 reparaciones de las cuales el 71 % fueron exitosas.

En este período se produce el descubrimiento del yacimiento La Esperanza Oeste y la implementación de un proyecto de recuperación secundaria. En esta etapa se incorporan 2.1 Millones de m<sup>3</sup> de petróleo. La reserva total del campo se elevó a 7.9 Millones de m<sup>3</sup>.

## ASPECTOS BASICOS DEL GERENCIAMIENTO

Al comienzo de esta tercera etapa, y a través de la gestión de Pluspetrol E Y P S.A., concientes del desafío que significa aumentar el factor de recuperación final de un yacimiento altamente heterogéneo y marginal, se plantea desarrollarlo dentro del marco de nuevos sistema de gestión como es el Gerenciamiento de Reservorios.

Con el propósito de maximizar los beneficios del reservorio, utilizando los recursos disponibles con una administración integrada y criteriosa se decidió emprender el Estudio de El porvenir.

Los tres aspectos básicos para llevar a cabo un exitoso gerenciamiento de reservorios son :

- Conocimiento técnico del reservorio.
- Entorno en el cual se está gerenciando.
- Tecnología disponible.

## ETAPAS DEL DESARROLLO

Durante la gestión de Pluspetrol E. & P. S.A. pueden diferenciarse claramente tres eventos, cada uno de ellos con características propias y con un denominador común: la incorporación de reservas.

En la siguiente tabla observamos los eventos y la incorporación de reservas asociada a los mismos:

| Evento              | POIS<br>(MMm <sup>3</sup> ) | Reservas<br>Pluspetrol<br>(MMm <sup>3</sup> ) | Incorporación<br>de Reservas<br>(MMm <sup>3</sup> ) | Reservas<br>Totales<br>(MMm <sup>3</sup> ) | Factor de<br>Recuperación<br>(%) |
|---------------------|-----------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------|----------------------------------|
| <b>Compra</b>       |                             | 1.10                                          |                                                     |                                            |                                  |
| <b>Estudio</b>      | 25.3                        | 1.45                                          | 0.35                                                | 7.05                                       | 27.8                             |
| <b>Exploración</b>  | 27.0                        | 1.90                                          | 0.45                                                | 7.50                                       | 27.8                             |
| <b>Rec. Secund.</b> | 27.0                        | 2.30                                          | 0.40                                                | 7.90                                       | 29.3                             |

La expectativa de reservas a la compra del área alcanzaba a 1.100.000 m<sup>3</sup>., esto, sumado a las incorporaciones de los diferentes eventos totaliza 2.300.000 m<sup>3</sup>.

### I - Reactivación del Area

La creación de equipos interdisciplinarios de trabajo, dentro de la organización de la empresa, fue el rasgo más significativo para instrumentar el gerenciamiento. Así mismo estos grupos de tareas se fueron adecuando a las necesidades imperantes.

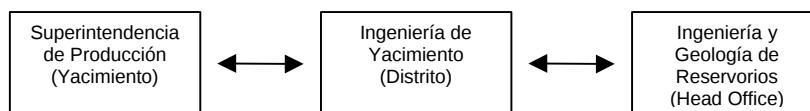
Cuando se tomó el área El Porvenir, la planta de personal se amplió modificándose la organización de la empresa tanto en el Head office como en el Distrito. Se incorporó personal profesional, técnico y no técnico. Se crearon las figuras de Superintendente de Producción, responsable de todas las operaciones en el yacimiento; e Ingeniero de Yacimiento, cuyas responsabilidades incluían la supervisión de las reparaciones de pozos, seguimiento de la producción y selección y diseño de sistemas de extracción. Al mismo tiempo se asigna en el Head Office un Ingeniero y un Geólogo de Reservorios para cada una de las áreas productoras.

Este primer grupo de trabajo, se encargó de realizar la descripción geológica de detalle, propiedades de los fluidos y mecanismo de drenaje. Al momento de la compra del área, las reservas se estimaron en 1.100 Mm<sup>3</sup>. El estudio de detalle permitió incrementar estas reservas remanentes a 1.450 Mm<sup>3</sup>. Se definió entonces un plan de reactivación del área para desarrollar las nuevas reservas calculadas.

Se integró luego el ingeniero de yacimiento y el superintendente de producción para definir la estrategia de la puesta en producción del yacimiento y como resolver la problemática de las instalaciones de superficies.

Implementado el plan de reactivación, el ingeniero de yacimiento fue el nexo entre la ingeniería de reservorio en el Head Office y las operaciones de campo.

De tal modo, la organización inicial para el manejo del reservorio era la siguiente:



### Estudio del Reservorio:

Se analizaron los aspectos básicos para una interpretación integral.

Los tres yacimientos, Challacó, El Porvenir y La Esperanza, se encuentran ubicados en el ámbito de la Cuenca Neuquina.

Challacó es un monoclinal buzante al Sur-Sudeste interceptado por una falla directa E-O con desplazamiento de rumbo, en su bloque alto se encuentra la mineralización. Los movimientos que dieron origen a esta falla, denominada Challacó, plegaron toda la secuencia sedimentaria dando origen a un anticlinal de rumbo Noreste Sudoeste.

El entrapamiento es combinado estructural – estratigráfico. Varía según las capas y su ubicación dentro de la estructura. El volumen más importante de hidrocarburos del campo se alojó contra la falla de Challacó.

La roca reservorio es de origen fluvial, asociada a depósitos de abanico aluviales y lacustres.

Se identificaron dos formaciones productivas : Challacó y Tordillo. (Adjunto 4)

Challacó, con 8 niveles de interés, compuestos por areniscas y conglomerados con intercalaciones de arcilitas y limolitas.

Los cuerpos arenosos tienen de 10 a 15 m de espesor separados por niveles arcillosos de 5 a 20 m de espesor.

Estos niveles arcillosos corresponden a depósitos de mantos de inundación, y permitieron, debido a su mejor distribución areal, efectuar una correlación geológica más ajustada.

Tordillo, se depositó en forma discordante sobre Challacó. Compuesta de areniscas y conglomerados cuarzosos, en su fases permeables, pasando a limolitas arcillosas en su fases impermeables. El ambiente de depositación fue fluvial.

El Porvenir se halla ubicado en el extremo Sudeste del campo. Cuenta con tres niveles productivos, dos de la Fm Tordillo y uno de la Fm. Challacó.

La estructura del yacimiento es la de un pequeño anticlinal tanto al tope de la Fm. Tordillo como al tope de la Fm. Challacó, con un cierre estructural de aproximadamente 20 m.

El entrapamiento es combinado, estructural y estratigráfico. Hacia el Norte, Este y Sur los límites en la mineralización están dados por contactos agua petróleo y en el flanco Oeste se observa un fuerte cambio litofacial en las rocas reservorio.

La litología de ambas formaciones está compuesta por areniscas y conglomerados de matrix arcillosa.

El ambiente de depositación es fluvial de mediana a alta energía.

La Esperanza se encuentra ubicada en la parte central del bloque en un monoclinal buzante al Este-Sudeste.

El entrapamiento es del tipo estratigráfico, hacia el Oeste y Noroeste se observa un fuerte cambio litofacial y por el contacto agua petróleo hacia el Sur y el Este.

La litología de la única formación productiva, Tordillo, está compuesta de areniscas y conglomerados cuarzosos.

El ambiente de depositación es fluvial de alta energía.

### Propiedades de la roca y de los fluídos

La porosidad de la roca varía entre 16 y 22 % y la permeabilidad entre 20 y 500 md, según las zonas y capas de los yacimientos.

Debido a la antigüedad de los pozos se disponía solo de perfiles eléctricos, muy pocos perfiles de porosidad y escasa información de testigos coronas.

La saturación de agua inicial fue de 35%. Este valor surgió de promediar los datos de coronas existentes con los datos de perfiles modernos en zonas que respondían a las condiciones originales del yacimiento.

Los datos del fluido se obtuvieron de un PVT realizado en el yacimiento El Porvenir y otro realizado en Challacó. Los valores característicos para cada fluido son:

|                                              | <b>El Porvenir</b> | <b>Challacó</b> |
|----------------------------------------------|--------------------|-----------------|
| <b>Pb</b> (Kg/cm <sup>2</sup> )              | 32                 | 20              |
| <b>Boi</b> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | 1.048              | 1.043           |
| <b>Rsi</b> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | 11                 | 10              |
| <b>Mu<sub>pb</sub></b> (cp)                  | 14                 | 24              |

En ninguno de los reservorios se ha observado hasta el presente una presión promedio inferior a la presión de saturación. Esto se debe fundamentalmente a dos motivos: presiones de burbuja relativamente bajas, características de petróleos viscosos; y mantenimiento de la presión del reservorio por acción del acuífero.

Las presiones iniciales de los yacimientos El Porvenir y La Esperanza eran de 120 Kg/cm<sup>2</sup> y 110 Kg/cm<sup>2</sup> respectivamente, y actualmente poseen una presión promedio de 70 Kg/cm<sup>2</sup>.

En Challacó la presión inicial fue de 105 Kg/cm<sup>2</sup> y actualmente no se han registrado presiones menores a los 25 Kg/cm<sup>2</sup> en aquellas zonas de menor permeabilidad en donde la acción del acuífero no se ha manifestado plenamente.

En conclusión, los reservorios siempre se han comportado como subsaturados.

La elevada viscosidad que presentan estos petróleos a bajas temperaturas, sumado a que la densidad de los mismos es similar a la del agua de formación, dificulta el tratamiento en superficie para la deshidratación y posterior entrega del crudo.

#### Mecanismo de drenaje

Los reservorios estudiados son en su mayoría del tipo subsaturado con empuje hidráulico. El mecanismo de producción es por expansión monofásica con restitución de presión por acción de un acuífero activo en la mayor parte de los yacimientos.

A pesar de esto pueden identificarse dos modelos bien diferenciados de evolución de producción:

- en uno de ellos se observa claramente la acción del acuífero, la producción bruta se mantiene constante, el porcentaje de agua aumenta rápidamente para luego continuar produciendo con valores generalmente mayores al 80 % durante un largo período de tiempo. En muchos casos el 50% de la acumulada producida corresponde a este último período. (Adjunto 5)
- en el otro modelo no se manifiesta el empuje de agua, debido fundamentalmente a la baja permeabilidad. La producción bruta declina, el porcentaje de agua aumenta pero no supera el 70 %. (Adjunto 6 )

#### Estimulaciones

Una vez identificadas las zonas que respondían al segundo modelo de producción, sin empuje de agua, se definieron programas de reparación con fractura hidráulica. Dada la característica del crudo producido, alta viscosidad a temperatura ambiente, este es utilizado como fluido de transporte del agente de sostén, arena 12/20, sin necesidad de recurrir a fluidos gelificados.

Sobre 66 fracturas efectuadas el porcentaje de éxito, expresado en aumento de producción, fue del 77 %.

#### Implementación del Plan de Acción

De los 190 pozos perforados al momento de la compra, 21 estaban en producción. Cinco baterías satélites colectaban la producción y el agua de purga era drenada al campo en tres puntos diferentes: batería El Porvenir, batería 1 y batería 2.

Las cañerías de revestimiento en un mismo pozo eran de diversos diámetros y peso, y en la zona de interés se colocaban caños ranurados. Esto provocó un estado de corrosión generalizado en cañerías y falta de aislación entre capas acuíferas y petrolíferas. Se detectaron también problemas de circulación por detrás de la cañería guía y en muchos pozos se vieron dificultadas las tareas de intervención por la gran cantidad de elementos extraños en su interior: piedras, trozos de metales, maderas, etc.

Las inversiones consistieron en una primera etapa en el reacondicionamiento de las instalaciones de superficie, puestas en producción, reparación y en menor medida perforación de pozos.

El plan de reactivación contemplaba perforar 35 pozos en cuatro años y 95 reparaciones en 7 años. El total de inversiones previsto en el plan de desarrollo inicial fue de 24,4 Millones de dólares. En el adjunto 7 se muestra un detalle del mismo.

Al momento de la toma del área la mayor parte de las instalaciones eran obsoletas y los yacimientos se encontraban en estado de casi abandono.

El primer paso fue reacondicionar las instalaciones de superficie: concentración y tratamiento de toda la producción en batería 1, reparación de líneas de conducción y baterías, construcción de oleoducto y planta de entrega.

En cuanto a la perforación se perseguían inicialmente tres objetivos: pozos de reemplazo, pozos para delimitar el área y pozos intermedios.

Se perforaron tres pozos reemplazo, 10 pozos de extensión y 5 intermedios, que produjeron 141.151 m<sup>3</sup>. Debido a la reactivación de pozos viejos, se perforaron menos reemplazos que los previstos inicialmente. En principio la campaña de reparaciones se centró en la limpieza de pozos, ensayos selectivos para la identificación de unidades de flujo y aislaciones de capas acuíferas.

Esta identificación de las unidades de flujo permitió diferenciar los distintos estados de drenaje de cada capa, localizar las zonas con mayor saturación de petróleo y menor actividad del acuífero.

Como consecuencia de este análisis, se implementó la técnica de fracturamiento hidráulico en zonas de baja permeabilidad, que hasta el momento no había sido utilizada en el yacimiento. En el adjunto 8 se muestra una respuesta típica al fracturamiento hidráulico.

En la curva de producción, entre Abril de 1991 y Marzo de 1994, puede apreciarse la disminución del porcentaje de agua total en esta etapa de la vida del yacimiento. (Ver adjunto 3)

En total se repararon 159 pozos, que han acumulado 781.000 m<sup>3</sup>.

A Febrero de 1999 la producción es de 460 m<sup>3</sup>/d con 83 pozos en extracción efectiva.

El detalle de los sistemas de extracción instalado es el siguiente:

| SISTEMA DE EXTRACCION | CANTIDAD |
|-----------------------|----------|
| Bombeo Mecánico       | 62       |
| P.C.P.                | 15       |
| Electrosumergible     | 6        |
| TOTAL                 | 83       |

## II - Exploración

La incorporación al grupo de tareas de geólogos y geofísicos de exploración trajo aparejado la perforación del pozo LEOX 1001, descubridor del yacimiento La Esperanza Oeste en 1995.

La reinterpretación de la sísmica ya existente, permitió identificar una estructura positiva al sudeste del yacimiento Challacó.

Los registros de presión en las perforaciones posteriores demostraron que los reservorios hallados están conectados hidráulicamente al yacimiento Challacó, y la secuencia estratigráfica es similar al mismo: sucesión de areniscas y conglomerados con intercalaciones arcillosas.

La Esperanza Oeste, se desarrolló con 16 pozos, se incorporó una reserva de 450.000 m<sup>3</sup> y a Febrero de 1999 se acumularon 160.000 m<sup>3</sup> de petróleo.

Para el desarrollo del área se analizó la alternativa de perforar pozos horizontales. En tal sentido se realizaron dos perforaciones con resultado negativo, debido fundamentalmente a la baja movilidad del fluido en combinación con la estratificación de la formación.

En 1996 se perforó otro pozo exploratorio, resultando estéril.

Durante 1998 se registró Sísmica 3D en toda el área, con dos objetivos principales: ajustar la correlación actual de los reservorios en producción, y la búsqueda de prospectos exploratorios para petróleo y gas.

### III - Medio Ambiente y Recuperación Secundaria

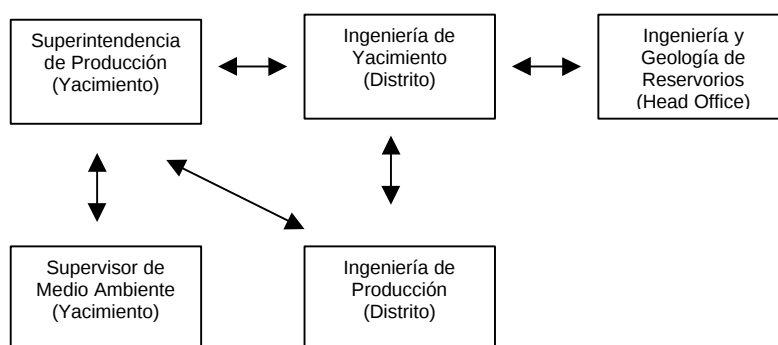
En esta tercera etapa la explotación del yacimiento estuvo ligada a un significativo incremento de los caudales de producción y por lo tanto a un importante aumento del agua separada y drenada a campo abierto.

Estas condiciones de producción generaron la necesidad de implementar estudios e inversiones para minimizar el impacto ambiental, ya que en el transcurso del año 1994, comienza a efectivizarse la aplicación de las leyes de preservación de medio ambiente.

Durante 1995 se generan dos nuevas modificaciones en la organización: la creación del Departamento de Medio Ambiente en el Head Office, y la figura del Ingeniero de Producción en el Distrito.

A diferencia del Ingeniero de Yacimiento, con tareas específicas sobre el seguimiento de la producción, preparación de programas de Workover y elaboración de posibles proyectos de recuperación secundaria o reactivación de zonas aisladas en el Area, el Ingeniero de Producción cumple directamente sobre la operación trabajos de optimización de los sistemas de extracción, mejoramiento del rendimiento en las instalaciones de superficie y resolución de problemas de corrosión, bacterias e incrustaciones.

Posteriormente, en el yacimiento se crea la figura de Supervisor de Medio Ambiente, con el objetivo de observar el cumplimiento de las normas de cuidado ambiental adoptadas por la empresa.



Los trabajos se orientaron hacia dos objetivos simultáneos: reinyección de agua de purga en pozos sumideros (Fm. Challacó) e implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria con agua de purga (Fm. Tordillo), en el yacimiento Challacó. La inyección efectiva comenzó en Enero de 1996 y en Febrero de 1999 la inyección alcanza 4200 m<sup>3</sup>/d de agua con 23 inyectores, incluyendo un sumidero, y el acumulado inyectado es de 3.100.000 m<sup>3</sup>.

Cabe destacar que en principio no se realizaron inversiones específicas para la recuperación secundaria. Una vez observados los primeros resultados favorables en los pilotos de secundaria se tomó la decisión de adecuar las instalaciones de superficie de modo tal que permitieran tratar mayores volúmenes producidos, y que además el agua separada fuera de la calidad apropiada para inyectar en las formaciones de interés.

Al presente todos los inyectores ubicados entre productores tienen como objetivo movilizar reservas remanentes de petróleo. Existen solamente dos pozos sumideros alejados de la zona de interés inyectando en el acuífero.

Las previsiones de los volúmenes a producir en el área El Porvenir preveen incrementar la producción de fluidos a un máximo de 10.000 m<sup>3</sup>/d, de tal modo que la producción diaria de agua de purga alcanzaría los 9.500 m<sup>3</sup>/d. Este incremento de producción de agua asociada debería ser absorbido, en el actual esquema de explotación, por la ampliación de los proyectos de recuperación secundaria y nuevos pozos sumideros.

En el marco del gerenciamento de reservorios, surge la alternativa de construir un acueducto desde el área El Porvenir hasta el yacimiento Aguada Baguales con capacidad para transportar 3.000 m<sup>3</sup>/d de agua de purga y utilizarla como reemplazo del agua dulce que actualmente se inyecta en este yacimiento para recuperación secundaria, eliminando así el concepto de pozo sumidero.

La puesta en marcha de este proyecto presenta además los siguientes objetivos y ventajas:

- Un ahorro significativo en los costos operativos de A. Baguales al dejar de comprar el agua dulce para inyección. Tomando un caudal promedio de 2,000 m<sup>3</sup>/d de inyección, se ahorrarían 250,000 u\$s al año.
- El actual acueducto Bardita Colorada – A. Baguales podrá ser utilizado como gasoducto de baja presión, para llevar gas procedente de este yacimiento hasta las instalaciones de TGS.
- Cumpliríamos con las recomendaciones dadas por organismos oficiales en cuanto a la no conveniencia de utilizar aguas superficiales para proyectos de esta naturaleza.
- Existirá un manejo más controlado de la inyección de agua para recuperación secundaria en el Área El Porvenir.

Las características distintivas de la secundaria son las siguientes:

- El mecanismo de producción es “por arrastre”. Si bien es ineficaz para las zonas de baja permeabilidad, resulta muy eficiente para aquellas zonas de alta permeabilidad.
- El proceso que se observa en los pozos receptores es el siguiente: el porcentaje de agua aumenta rápidamente a valores superiores a 90 % y aumenta el nivel dinámico. Al incrementar el régimen de extracción, en el bombeo mecánico, y disminuir la presión de fluencia aumenta la producción bruta y disminuye el porcentaje de agua.
- En algunos casos se presentan canalizaciones prematuras entre pozos productores e inyectores debido a la alta heterogeneidad petrofísica y a la elevada relación de movilidades.

En el adjunto 9, se muestra una respuesta típica del comportamiento de un productor a la inyección de agua.

A pesar del incremento continuo de los volúmenes de fluidos producidos, el proyecto es exitoso, se han recuperado 30.7 Mm<sup>3</sup> de petróleo y la reserva incorporada es de 400 Mm<sup>3</sup>. Esto ha llevado a ampliar las zonas de estudio a los yacimientos El Porvenir y La Esperanza. En el adjunto 10 se presenta un gráfico con el caudal de inyección y la producción por secundaria.

Debido a la gran cantidad de derrames existentes en el yacimiento, a fines de 1996, Pluspetrol E & P S.A. realizó un Estudio Ambiental de Sitio y Recomendaciones de Remediación a través de una consultora especializada.

Estos múltiples derrames de pozos y baterías del antiguo yacimiento Challacó, propiedad de YPF, sociedad del Estado, se produjeron en 1950, durante una huelga de personal que duró 40 días. En aquella época el yacimiento producía aproximadamente 1000 m<sup>3</sup>/d de petróleo, con lo cual el volumen derramado fue de 40.000 m<sup>3</sup>. Existieron derrames posteriores, con lo cual el volumen total alcanzó los 50.000 m<sup>3</sup>, distribuidos de la siguiente manera:

- Fase líquida: 8.318 m<sup>3</sup>
- Fase semisólida: 16.409 m<sup>3</sup>.
- Fase sólida: 25.303 m<sup>3</sup>.

A mediados de 1997 se realizó otro estudio sobre las alternativas del uso del material residual líquido y semisólido, confirmando las cualidades para el uso vial.

La inversión realizada hasta el presente asciende a 600.000 U\$S en tareas efectuadas de estudios, recuperación de líquidos, confinamiento de material sólido, remoción de picadas, movimientos y revegetación de suelo, mejoramiento de caminos, etc.

Además se creó el Plan de Contingencias de Medio Ambiente, y otras tareas específicas con el objetivo de fomentar conciencia ecológica y desarrollarla en todas las operaciones de campo.

Durante 1998 se creó el Comité de Seguridad Salud y Medio Ambiente (SSMA) cuya misión es asegurar que cada proceso y actividad de la Compañía se desarrolle con seguridad, preservando el ambiente, maximizando los beneficios de la Compañía y aplicando técnicas de trabajo que prioricen los recursos humanos y sus activos.

Desde la formación de dicho Comité, se implementaron distintos programas, que están creando conciencia en seguridad, disminuyendo la cantidad de accidentes y haciendo nuestras operaciones más confiables.

## CONTROL DE GESTION

A Febrero de 1999 se llevan invertidos 55 Millones de dólares, incluyendo el valor de compra del área en 13 Millones de dólares, y hasta la finalización del proyecto está previsto invertir un total de 63.3 MM de U\$. En los adjuntos 11 y 12 puede verse un detalle de los mismos.

Como control de gestión se actualiza periódicamente la evaluación económica del proyecto en su totalidad.

A continuación se presentan los índices económicos más relevantes para distintos escenarios del precio de petróleo, en la evaluación realizada a Diciembre de 1998:

| Precio<br>(u\$/bbl) | Inversiones<br>(MMu\$) | Acumulada<br>Final<br>(Mm <sup>3</sup> ) | NPV<br>(MMu\$) | TIR<br>(%)  |
|---------------------|------------------------|------------------------------------------|----------------|-------------|
| 12                  | 63.3                   | 2160                                     | 2.1            | 16.2        |
| <b>14</b>           | <b>63.3</b>            | <b>2220</b>                              | <b>4.3</b>     | <b>18.7</b> |
| 18                  | 63.4                   | 2300                                     | 7.8            | 21.4        |
| 22                  | 63.4                   | 2300                                     | 11.4           | 23.5        |

## CONCLUSIONES

- A partir de la compra del área, fue posible aumentar las reservas en un 109 %, de las cuales un 29 % son reservas debidas al estudio de detalle, 38 % a trabajos exploratorios y 33 % a recuperación secundaria.
- El estudio de detalle de cada yacimiento, permitió modificar el concepto original de un único reservorio productivo. De esta manera pudieron identificarse distintas unidades de flujo dentro de una misma formación con características individuales propias.
- Mediante este trabajo individualizado y la incorporación de la técnica de fracturamiento hidráulico, se logró la reactivación del yacimiento.
- La respuesta a la inyección de agua fue satisfactoria, aún cuando la relación de movilidades y las heterogeneidades de la roca indicaban lo contrario.
- La utilización de nuevas tecnologías, en yacimientos marginales, debe ser manejada cuidadosamente para que la relación costo-beneficio sea favorable. Los estudios de prefactibilidad para la incorporación de tecnología alternativa deben ser minuciosos.
- La evaluación económica, utilizada como control de gestión, indica que el gerenciamiento realizado ha sido exitoso.

## APLICACIONES

- Esta metodología de trabajo permitió reactivar un yacimiento marginal, identificando unidades de flujo, a partir del trabajo en conjunto entre ingeniería y geología de reservorios.
- La sinergia entre Ingeniería de Reservorios, Geología de Reservorios e Ingeniería de Operaciones definió una estrategia de eliminación total de agua de purga y su aplicación a recuperación secundaria, suprimiendo los pozos sumideros.
- Implementación exitosa de inyección de agua para recuperación secundaria en yacimientos con petróleos de alta viscosidad.
- La revisión de la sísmica original con la aplicación de nuevas técnicas, permitió darle valor agregado al área, incorporando reservas.

## CONTRIBUCIÓN TECNICA

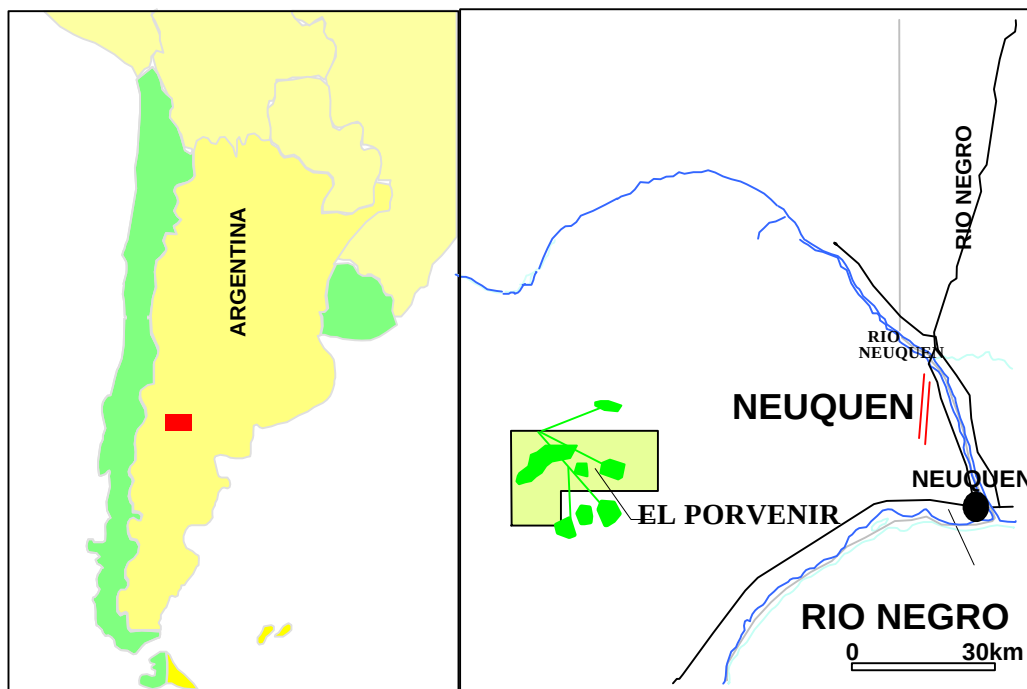
- La integración de distintas disciplinas en el manejo y toma de decisiones de un yacimiento, permite optimizar su funcionamiento y maximizar los beneficios.

**Bibliografía:**

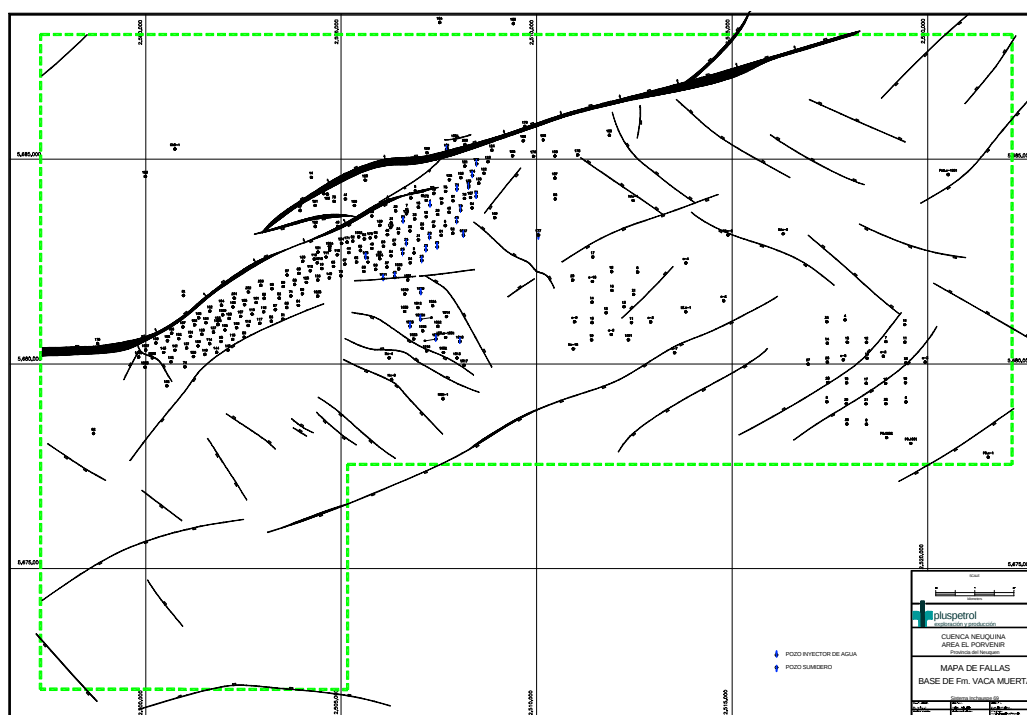
- “Integrated Petroleum Reservoir Management”, A. Satter y G. Thakur.
- “Reactivación de Areas Marginales”, Ingepet 96, Rafael Orunesu y Juan Hernández García.
- “Estudio Integral de Reservoir, Evaluación de Reservas y Previsión de Producción Area El Porvenir”, Noviembre 1991, Rafael Orunesu y Juan Hernández García.
- “Estudio Ambiental de Sitio y Recomendaciones de Remediación Area El Porvenir”, Marzo 1997, Pamar Jacques Whitford S.A.
- “Eliminación de Agua de Purga Area El Porvenir”, Ingepet 96, Carlos Carrizo.
- “Saneamiento de Antiguos Derrames de Petróleo Area El Porvenir”, Septiembre 1997, LAQUI SRL.

**Agradecimientos:**

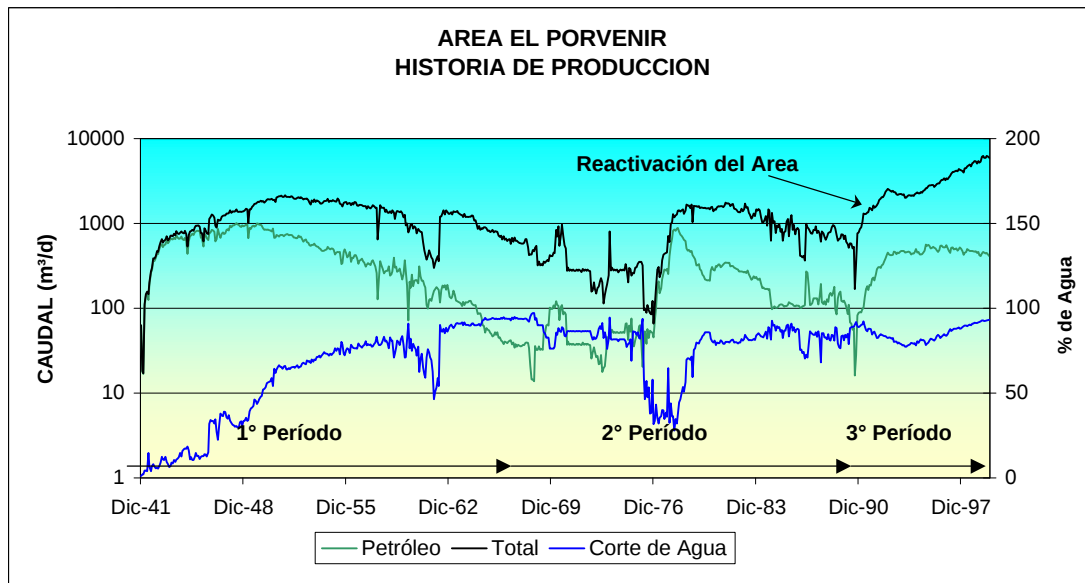
A las autoridades de Pluspetrol E.& P. S.A., por permitirnos publicar este trabajo.  
A todo el personal que colaboró con la presentación del mismo.



ADJ 1



ADJ 2



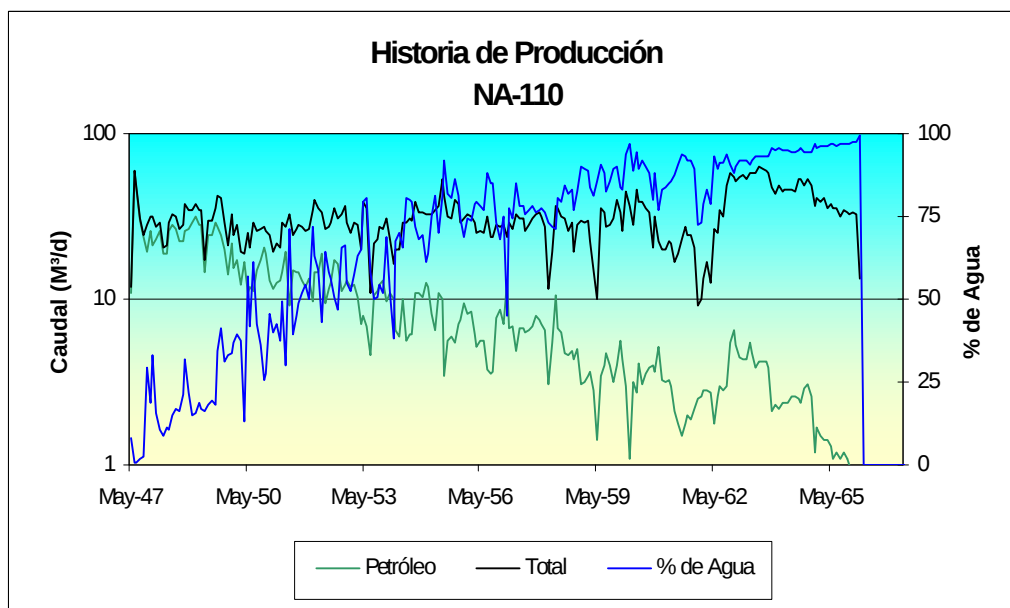
- SUP.

ADJ 3

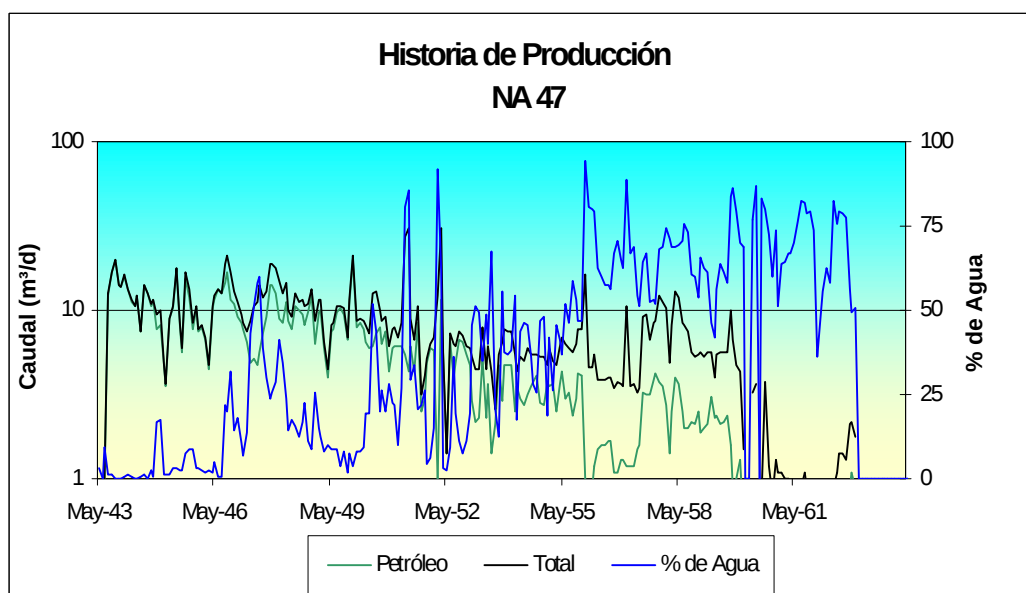
## AREA EL PORVENIR COLUMNA ESTRATIGRAFICA

| COLUMNA ESTRATIGRAFICA |                |                |               |                |                                                                                                            | SELLO                                                                                                                                                     | R MADRE                                                                  | RESERVORIO |
|------------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|------------|
| JURASICO               | CRETACICO      | MEDIO          | GRUPO NEUQUEN | GRUPO NEUQUEN  |                                                                                                            | Areniscas castaño amarillentas de tamaño medio a grueso, alternadas con arcillas castañas. Depósitos fluviales. Esp.: 300m.                               |                                                                          |            |
|                        |                |                | GRUPO MENDOZA | Fm. CENTENARIO |                                                                                                            | Arcillas gris blanquecinas medias a gruesas con alternancias de arcillas grises verdosas y castaño rojizas. Depósitos fluviales. Esp.: 300m.              |                                                                          |            |
|                        |                | Fm. QUINTUCO   |               |                | Arcillas bituminosas gradando hacia el techo a calizas, areniscas calcareas y arcillas grises. Esp.: 150m. |                                                                                                                                                           |                                                                          |            |
|                        |                | F. VACA MUERTA |               |                | Conglomerados gris verdosos y arenas gruesas (ambiente fluvial) (Esp.: 50m.)                               |                                                                                                                                                           |                                                                          |            |
|                        |                | L I A S        | MAYMICO       |                | Fm.TORDILLO                                                                                                |                                                                                                                                                           | Areniscas medianas a gruesas, con arcillas castaño.                      |            |
|                        |                |                |               | Fm.CHALLACO    |                                                                                                            | Alternancia de arcillas oscuras gris verdoso y areniscas finas gris blanquecinas. ambiente deltaico y plataforma. Esp.: 300m.                             |                                                                          |            |
|                        |                |                |               | Fm. LAJAS      |                                                                                                            | Arcillas negras a gris oscuras con intercalaciones delgadas de areniscas finas gris claras. Facies de plataforma exterior y fondo de cuenca. Esp.: 1100m. |                                                                          |            |
|                        | GRUPO CUYO     |                |               |                |                                                                                                            | Secuencia turbiditica.                                                                                                                                    |                                                                          |            |
|                        |                |                |               |                |                                                                                                            | Secuencia condensada.                                                                                                                                     |                                                                          |            |
|                        | PERMO-TRIASICO |                |               | PRECUYANO      | Fm. CHACAICO + Gr. CHOIYOI                                                                                 |                                                                                                                                                           | Asociacion piroclastica intercalaciones clasticas de origen continental. |            |
|                        |                |                |               |                |                                                                                                            | Asociacion de rocas porfiriticas y piroclasticas. Esp.: 600m.                                                                                             |                                                                          |            |

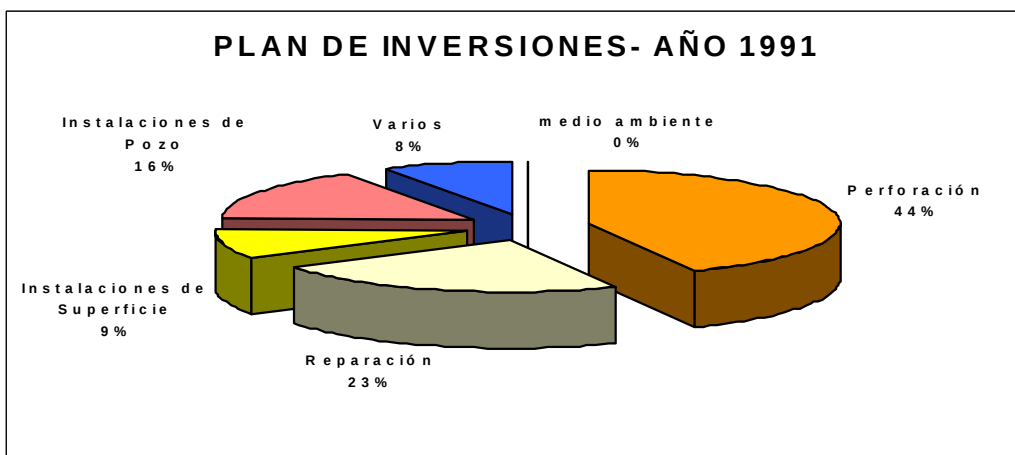
ADJ 4



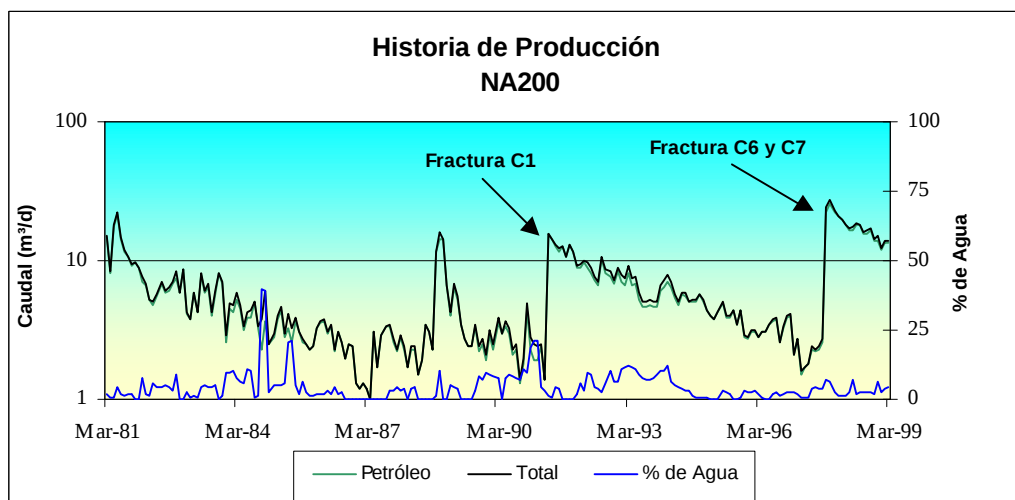
ADJ 5



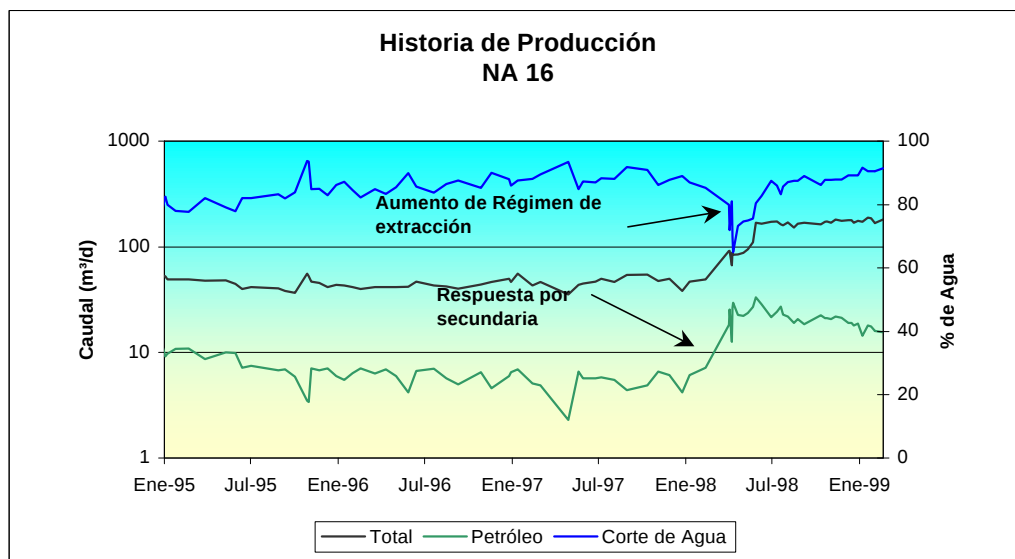
ADJ 6



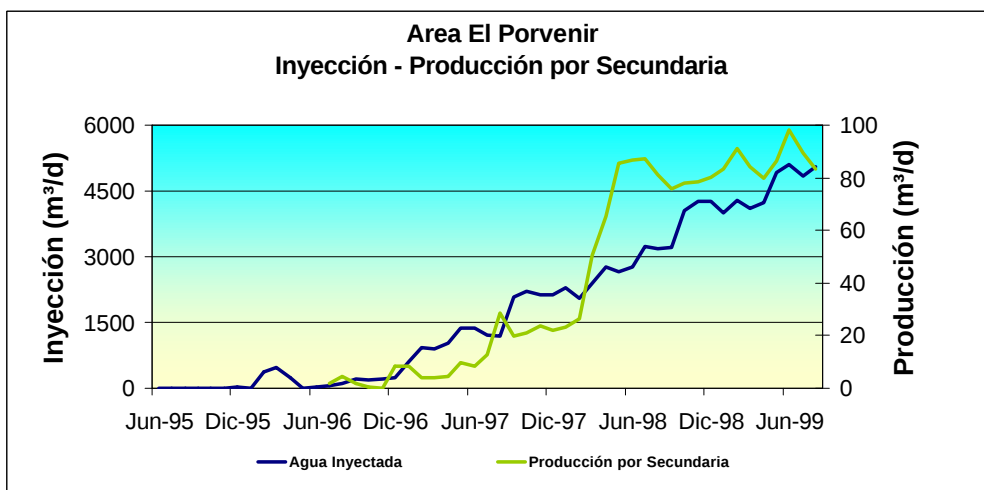
ADJ 7



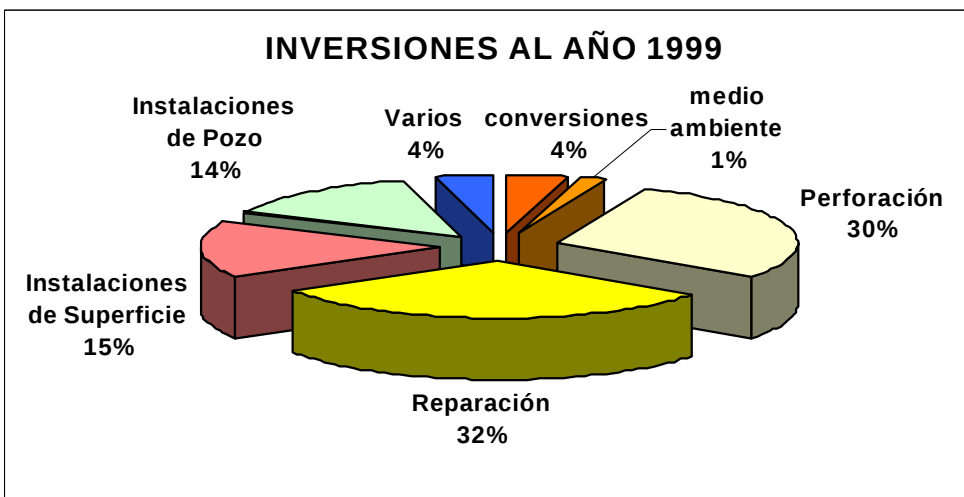
ADJ 8



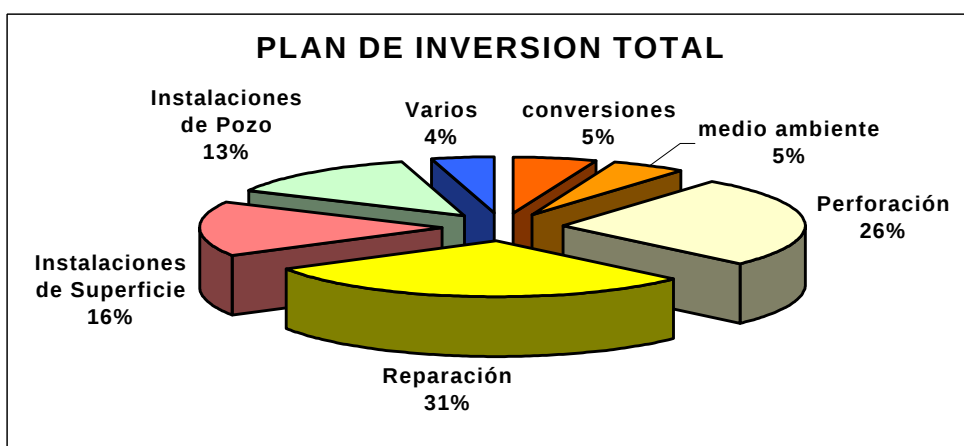
ADJ 9



ADJ 10



ADJ 11



ADJ12