

ASPECTOS DEL DESARROLLO DE UN RESERVOIRIO HETEROGÉNEO BAJO RECUPERACIÓN SECUNDARIA

**Benito, J.I., Perez Companc del Perú; Falcigno, E.D. y
Wouterlood, C.J., Petrolera Perez Companc S.A. (Argentina)**

RESUMEN

Los yacimientos Charco Bayo y Piedras Blancas (F. Tordillo) producen bajo recuperación secundaria desde el año 1975, cuando la misma se inició en un área piloto. Más de 300 pozos están afectados a este proyecto. En este largo proceso de inyección se han producido cambios tecnológicos y desarrollos de metodologías de análisis y diagnóstico sólo manejables con los modernos medios disponibles. Aún así, la información puede resultar insuficiente ante la problemática inherente al análisis de un reservorio multicapa, heterogéneo y en avanzado estado de inundación, en el cual interactúan sucesivas campañas de perforación, reparación de pozos e inyección de polímeros. Todo esto ligado a un desarrollo en etapas, sujeto a diversos contratos, política de autofinanciamiento, inflación y cambios de mercado.

Se describirán los avances y técnicas de evaluación aplicados a este reservorio constituido por areniscas fluvio-eólicas con alta heterogeneidad areal y vertical, lo que hizo imperativa la evaluación del modelo de reservorio mediante un trabajo interdisciplinario. Se exponen aspectos tales como: vaciamientos instantáneo y acumulado, ajustes de la historia de presión por balance de materia, reinterpretación de perfiles de pozos, ensayos de presión, perfiles de producción, tareas correctivas de canalizaciones causadas por la heterogeneidad, cambio de los modelos de inyección, etc.

El presente trabajo no pretende ser una "receta" de lo que se debe hacer sino la presentación de toda la información evaluada y de la magnitud de los problemas de un reservorio de estas características.

INTRODUCCION

Las estructuras Charco Bayo y Piedras Blancas del Area Entre Lomas están situadas a unos 90 km al norte de la ciudad de Neuquén, en las provincias de Río Negro y Neuquén (República Argentina). La Figura 1 muestra la ubicación geográfica de estos yacimientos, cuyas características principales se resumen en la Tabla 1. El pozo descubridor se perforó en 1962 y Petrolera Perez Companc comenzó la explotación en 1968.

El Contrato original abarcaba un período de 15 años con opción a 5 adicionales. Luego de distintas negociaciones, ese plazo se fue ampliando hasta que, con la desregulación del sector petrolero nacional en 1991, el Contrato se convierte en Concesión de Explotación, con libre disponibilidad de hidrocarburos y con una vigencia de 25 años más, con opción a otros 10.

Inicialmente los pozos se ubicaron según un reticulado romboidal de 600 m de lado (Figura 2a) y en 1976 se dio inicio al proyecto de recuperación secundaria (Figura 2b). A partir de 1980 se perforaron pozos interdistanciados y de borde en varias campañas (Figuras 2c y 2d). A fines de 1998 se habían perforado 339 pozos, de los cuales 228 son productores activos, 81 son inyectores de agua (Figura 2e) y el resto, pozos gasíferos o inactivos. El desarrollo en etapas se justifica por consideraciones contractuales, inversiones por autofinanciamiento y evaluaciones técnicas de proyectos piloto.

DESCRIPCION GEOLOGICA

Generalidades

La F. Tordillo, de edad Jurásica Superior, es uno de los reservorios más importantes de la Cuenca Neuquina. Se halla limitada en la base por la discordancia intramálmica regional y hacia el techo por sedimentitas marinas de la F. Vaca Muerta, de excelente potencial oleogenético. A esta formación es posible dividirla en dos secciones: la inferior, permeable, constituida por conglomerados y areniscas fluvio eólicas (equivalente a la F. Sierras Blancas), y la superior, constituida por sedimentitas eólicas impermeables (equivalente a la F. Catriel)^[1,2].

Del estudio de 480 m de testigos coronas fue posible diferenciar dentro de la secuencia inferior cinco niveles o unidades de flujo^[3] (Figura 3), esto es, capas continuas areal y verticalmente, con características petrofísicas relativamente constantes, y donde es factible realizar predicciones respecto del comportamiento del drenaje de los fluidos. Las mismas, de base a techo, son:

a) Nivel IIIb: Está caracterizado principalmente por conglomerados gruesos rosado-anaranjados.

- b) Nivel IIIa: Presenta areniscas finas a muy finas con intercalaciones de fangolitas rojas.
- c) Nivel II: Formado por la interestratificación de areniscas rojizas con conglomerados rosados.
- d) Nivel I: Está constituido por conglomerados polimícticos rosado-anaranjados.
- e) Nivel Superior: Compuesto por areniscas gris verdoso, finas a medianas, bien seleccionadas.

Para la sección inferior o permeable, se han interpretado dos episodios de sedimentación: comienza con un ambiente de abanico aluvial con fluvial entrelazado y culmina con sedimentitas propias de un ambiente eólico.

Composicionalmente, las rocas de las cinco unidades varían sólo en las proporciones relativas de los distintos componentes de la fracción clástica. La mayor variación es granulométrica: areniscas finas a muy finas para el nivel superior, areniscas finas a muy gruesas y conglomerados finos para los niveles I y II y conglomerados gruesos para la unidad de flujo basal.

Caracterización de las Secciones Inferior y Media (Unidades de Flujo I, II, IIIa y IIIb)

Las secciones inferior y media (unidades de flujo IIIb, IIIa, II y I) han sido depositadas por corrientes tractivas de un sistema fluvial entrelazado, de baja sinuosidad e instalado en una topografía de alto gradiente^[4]. En la columna sedimentaria es factible observar sucesivas reactivaciones de este proceso sedimentario. Estos depósitos presentan apilamientos de asociaciones de facies que comienzan con conglomerados gruesos y finalizan con areniscas medias a finas. El transporte de sedimentos se dio en forma de láminas planas de alta energía, con sectores canalizados^[5]. Es posible correlacionar las distintas facies con un subambiente determinado (facies de canal y/o facies de barra). Las barreras impermeables son escasas.

Las facies sedimentarias de grano grueso presentan espesores variables (de 0,5 a 2 m), aunque el apilamiento de las mismas genera estratos de potencia mayores (hasta 30 m en la unidad de flujo IIIb en sector oriental del Área). Los bancos son tabulares, en general macizos o con estructuras entrecruzadas no bien definidas. Por otra parte, las facies lenticulares exhiben estructuras entrecruzadas planares. La fábrica de los conglomerados es desorganizada aunque en algunos lechos la imbricación es visible, disponiéndose los ejes mayores de los clastos paralelos a la dirección de la paleocorriente, hacia el sudoeste.

Se han detectado cambios abruptos en la permeabilidad vertical y horizontal, típicos de este ambiente de sedimentación y debidos, además, a procesos diagenéticos. Estos numerosos cambios texturales y diagenéticos que presentan las rocas reservorio de origen fluvial, determinan deficiencias en el barrido frontal de recuperación secundaria.

Caracterización de la Sección Superior (Unidad de Flujo Superior)

Suprayaciendo los depósitos fluviales se instalan cuerpos arenosos eólicos, reconocidos por su granulometría y por las estructuras sedimentarias, con laminaciones finas de alto ángulo (hasta 23°-25° hacia el noreste y sudeste). Están representados por arenitas cuya fracción clástica está constituida por clastos de cuarzo y subordinadamente clastos de feldespatos y líticos.

Los depósitos se reconocen por los altos valores de porosidad y de permeabilidad en las facies de dunas, permitiendo a esta sección servir de conductos de gran extensión para el desplazamiento de los fluidos a pesar de las variaciones propias que ocurren al pasar de dunas a interdunas, y aún dentro del mismo cuerpo^[6,7].

ALTERNATIVAS DEL DESARROLLO DEL YACIMIENTO

Los estudios preliminares sobre el método más conveniente de explotación de las estructuras Charco Bayo y Piedras Blancas, llevados a cabo hace más de 20 años, incluyeron el análisis de varias alternativas, tales como explotación primaria, mantenimiento parcial de la presión mediante reinyección del gas producido y mantenimiento de presión por inyección de agua. La Tabla 1 muestra las principales características del reservorio.

Varios indicios permitían inferir un escaso empuje del acuífero circundante: baja permeabilidad, gradientes de presión generados entre el interior y exterior de zonas en explotación, etc. La recuperación por agotamiento natural, asumiendo lo antes mencionado y que el gas liberado se dispersaría uniformemente, se estimó en 14 % hasta el límite económico de 1,6 m³/día/pozo.

La alternativa de inyección de gas se analizó considerando un mecanismo de desplazamiento por dispersión, ya que el fenómeno de segregación gravitacional sería mínimo dada la baja permeabilidad y la marcada estratificación del reservorio. La evaluación permitió estimar la recuperación final en 18,5 %. Esta variante de explotación adicional se desechó por el exiguo beneficio sobre la recuperación por

agotamiento natural, la tendencia a la conificación que presentan los yacimientos de baja permeabilidad y las perspectivas de venta de gas del Area.

El proyecto de inyección con agua fue evaluado como sistema de inundación periférica y de inundación por mallas. La primera posibilidad fue descartada porque:

- a) El tiempo de respuesta se estimó tres veces superior al de inyección por mallas.
- b) Parte del yacimiento produciría por empuje de gas por más tiempo que el recomendable.
- c) Se requeriría un importante volumen de agua para represurizar la totalidad de los yacimientos.
- d) La posible presencia de barreras impediría un adecuado barrido.

La disposición de los pozos perforados, según una malla preexistente, era particularmente atractiva para generar un esquema de inyección "seven spot" invertido, que fue el esquema elegido.

Con el conocimiento actual del Área, en especial el referido a la marcada anisotropía de la F. Tordillo, la implementación actual de un proyecto de recuperación secundaria complementario debería asignar menor importancia a los esquemas geométricos y mayor a los modelos geológicos - ambientales.

El proyecto abarcó cuatro etapas principales, según se muestra en la Tabla 2. La Figura 2e muestra el estado actual de conversiones. Este proceso de conversión en etapas tiene su explicación en:

- a) La espera de respuesta del proyecto piloto.
- b) La necesidad de incorporar nuevos productores para compensar las conversiones de pozos.
- c) Los resultados económicos más atractivos de otros proyectos.
- d) El consentimiento de organismos estatales (YPF) que el tipo de Contrato de Concesión requiera.

El desarrollo del proyecto de inyección de agua fue acompañado por la perforación de numerosos pozos interdistanciados y de borde en ambas estructuras. Los primeros permitieron reducir el distanciamiento normal de 600 a 300 m. Esto posibilitó incrementar las reservas, acelerar la recuperación de hidrocarburos y compensar el impacto de la pérdida de producción por conversiones.

Características Remarcables

Varios factores pueden actuar negativamente en los procesos de inyección de agua. Uno de ellos es la heterogeneidad de la formación ya que esta característica hace que el agua avance rápidamente hacia los productores por las zonas de mayor permeabilidad, dejando grandes volúmenes sin barrer.

A fin de caracterizar la heterogeneidad de la F. Tordillo, se presenta un histograma de los logaritmos de las permeabilidades y su función de distribución acumulada (Figura 4). La Figura 5 muestra la distribución de capacidad de flujo en función de la capacidad de almacenamiento, lo que permite calcular un coeficiente de Lorenz de 0,6. Por otra parte, es sabido que el coeficiente de Dykstra-Parsons da una correcta idea del grado de heterogeneidad y que, cuando el mismo es superior a 0,8 la calidad del reservorio puede catalogarse como pobre o malo a los fines de recuperación secundaria. En el Area Entre Lomas, este coeficiente tiene un valor promedio de 0,91 (Figura 6).

La mayoría de los pozos productores y de los actuales inyectores han sido fracturados hidráulicamente (longitudes de fractura desde 50 hasta 150 metros por ala) en uno o más niveles de interés a fin de compensar los efectos de la baja permeabilidad y heterogeneidad de los numerosos estratos.

Interpretación de Perfiles y Parámetros Característicos

La prolongada historia de perforación del Area dio lugar a la participación de varias compañías de perfilaje. La diversidad de perfiles de distintas épocas obligó a efectuar una calibración de los mismos. La mayor experiencia y conocimiento del reservorio justificaron la reinterpretación de los perfiles con un proceso específico para cada litología tanto para la determinación de porosidad y saturación como de permeabilidad (Tabla 3)^[8].

Los cálculos de reservorio (petróleo original "in situ", vaciamiento, radios de drenaje, etc.) se discriminaron por unidad de flujo según asignación de espesores, producción e inyección de agua. La producción se prorrateó en función de los caudales de pistoneo o por el espesor en producción.

VALIDACION DE INFORMACIÓN BASICA

Grupo de Trabajo y Objetivos

No siempre existió continuidad en las funciones de los técnicos, ingenieros y geólogos que intervinieron en el desarrollo del Area. Es así como, habiéndose ya alcanzado un estado avanzado del mismo, se carecía de un seguimiento sistematizado de la inyección de agua y sus respuestas. Resultó beneficiosa la formación, en 1992, de un grupo de estudios no sometido a la tensión y urgencias de los problemas operativos cotidianos, pero sí vinculado a través de la información y evolución de resultados. El principal

objetivo de este grupo interdisciplinario consistió en caracterizar al reservorio, mediante una descripción estática y dinámica y en dar continuidad al seguimiento de la inyección^[9,10].

Información Básica

Se trabajó sobre validación de ensayos PVT, petrofísica, reinterpretación de perfiles de pozos, estimación de radios de drenaje y frentes de avance de agua de inyección para tratar de encontrar explicaciones a los comportamientos de las explotaciones primaria y secundaria de los pozos.

Los radios teóricos de drenaje de producción y los de avance de agua de inyección de los pozos se estimaron en función de los vaciamientos de cada pozo. Para ello se prorratearon las producciones por unidades de flujo teniendo en cuenta los resultados de pistoneos o, en su defecto, los espesores permeables útiles. Se supuso la existencia de un modelo de flujo radial. El área teórica (Figura 7) cubierta por el avance del agua de inyección se modificó en función de:

- a) Variación de la salinidad de agua de producción como consecuencia de la recuperación secundaria.
- b) Los vaciamientos generados por los productores (gradientes hidráulicos).
- c) Dirección preferencial de flujo.
- d) Orientación de la fractura inducida en tres pozos.

Tanto el cálculo de los radios teóricos como sus adecuaciones a la situación real tienen la limitación de haber sido estimados considerando una eficiencia vertical de avance igual a uno. Esto quiere decir que, para una unidad de flujo cualquiera, algunos intervalos de la misma podrían tener un radio de avance menor al calculado y viceversa. Esto es real ya que algunos pozos experimentaron disminución de salinidad cuando aún el radio de avance distaba de estar próximo al productor.

Paralelamente se efectuaron cálculos del vaciamiento de la formación, análisis de curvas de producción, estimación de factores de recuperación, índice de permeabilidad derivada de perfiles, curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional estimadas a partir de estudios de coronas. Esta información, junto con los gradientes de presión originados por los llenados y las posiciones relativas estructurales, facilita la detección de canalizaciones.

Además, se calcularon los factores de recuperación por pozo, los que mapeados permitieron la identificación de zonas de mejor permeabilidad (por ejemplo, canales y vías de mayor movilidad de fluidos). Se interpretaron numerosas pruebas de presión y, además, se estimaron permeabilidades derivadas de ensayos de pistoneo y de perfiles.

Se listan otros mapas realizados con información de perfiles, historias de producción e inyección, etc.:

- a) Isopáquicos faciales y de espesor permeable.
- b) Espesor neto-porosidad ($h\phi$), volumen total de agua (BVW) e isovolumen de arcilla (Vcl) para cada unidad de flujo.
- c) Espesor neto-porosidad-saturación de petróleo ($h\phi S_o$) para cada unidad de flujo, utilizados para el cálculo de volumen mediante los métodos piramidal y trapezoidal.
- d) Estructurales para cada unidad de flujo.
- e) Isoacumulada total a 36 meses de producción de cada pozo.
- f) Isocaudal inicial por metro de espesor en producción.
- g) Velocidad de desalinización del agua de producción.
- h) Isoacumulada de petróleo secundario.
- i) Orientación y longitud de fracturas inducidas.
- j) Isocalidad de respuesta secundaria (Figura 8)

Es difícil acotar la finalización de un estudio de este tipo, tanto por el cúmulo de datos y cálculos como por las características dinámicas de la explotación que van agregando datos y respuestas. Alcanzado un cierto nivel de información básica, es recomendable pasar a la próxima etapa, que será la simulación numérica. Periódicamente, se requerirán ajustes del modelo a los comportamientos observados.

SEGUIMIENTO DE LA INYECCION DE AGUA

Ensayos y Mediciones

Pruebas de inyectividad. En la etapa de proyecto, los caudales a inyectar se estimaron en función de pruebas de admisión realizadas en un pozo. En la práctica, los regímenes se ajustan en función de los ensayos de "step-rate" a fin de no superar el régimen de fractura.

Ensayos de "step-rate" y "fall-off". Se realizó una extensa campaña de ensayos de "step-rate" y "fall-off", en forma selectiva en todos los inyectores que contaban con este tipo de instalación o, en su defecto, a

todo el conjunto de las capas. Siempre que fue factible, los "fall-off" se realizaron con cierre en fondo. En general, los ensayos de "step-rate" mostraron gradientes de fractura que oscilaron entre 0,5 y 0,65 psi/pie, valores que condicionan la velocidad de llenado del reservorio. Ambos ensayos permitieron confirmar barreras de permeabilidad, daño a la formación y caudales de fractura, además de ajustar caudales de inyección, diseño de tratamientos, etc.

Perfil de tránsito de fluido radiactivo. Este servicio fue el primer medio que se aplicó en el Area para determinar movimiento de fluidos, en especial para la verificación de la calibración de caudal de las válvulas de fondo. Posteriormente se utilizó para confirmar la estanqueidad de los packers de instalaciones selectivas y estudiar la distribución de inyección entre tubing y packer a través de un mandril, sin necesidad de extraer la instalación.

Perfiles de caudal continuos ("spinner"). Las primeras pruebas de inyektividad se realizaban con tapón y packer. Desde 1980 se usa spinner, tanto en la conversión como en la reparación de pozos inyectoros. La información que brinda permite un mejor diseño de las instalaciones y un seguimiento de la distribución de fluidos entre las distintas capas, con una resolución metro a metro. Registros realizados a varios regímenes y complementados con manómetro de fondo brindan información múltiple de "step-rate".

Perfiles de temperatura. Se efectuaron registros de anomalías térmicas, tanto en condiciones estáticas como dinámicas, con el objetivo de definir altura de fracturas inducidas y zonas bajo admisión en pozos con instalación selectiva. Si bien este registro tiene escasa resolución vertical y es afectado por fenómenos de "cross-flow" dio buenos resultados. Su uso requiere buena experiencia para obtener la máxima información.

Ensayos de interferencia. Se realizaron sólo unos pocos. Son muy útiles por la velocidad de respuesta pero, operativamente, requieren mantener estabilizadas las condiciones de producción/inyección del entorno a fin de no enmascarar la respuesta al pulso. La información resultó coincidente con algunas canalizaciones. En otros casos quedaron dudas.

Trazadores radiactivos. Estos ensayos son de seguimiento más prolongado que los anteriores. Se ha efectuado uno en una malla de inyección, teóricamente dividida por una falla. De los trazadores disponibles decidió usarse agua tritiada, por la larga vida media del tritio y por la facilidad de su adquisición. La detección del tritio radiactivo del otro lado de la falla confirmó la falta de sello de la misma, información valiosa para el gerenciamiento del reservorio. Se está investigando el uso de trazadores no radiactivos, que serán más económicos, no agresivos al medio y de más sencilla adquisición y manipuleo.

Gráficos de Evolución de la Producción y Salinidad del Agua de Producción

Las producciones bruta y seca, relaciones gas-petróleo, porcentaje de agua y salinidad se han graficado respecto del tiempo.

El agua connata de la F. Tordillo tiene una salinidad de unas 100.000 ppm de ion cloruro y el agua de inyección tiene unas 240 ppm (Cl). Este marcado contraste y la específica caracterización del agua de formación, convierten a la salinidad en un excelente trazador. La historia de salinidad del agua de producción se ha registrado, para cada pozo productor, desde el inicio de la inyección.

Gráficos Especializados

Su objetivo es disponer de la información de inyección, producción, presiones de fluencia y estáticas, etc., por mallas o zonas, adecuadamente preparada para su mejor análisis y aprovechamiento. El manejo de esta información debe sistematizarse al máximo para acceder a ella de manera expeditiva y disponer de la mayor proporción del tiempo posible para su evaluación.

No siempre se obtienen gráficos fáciles de interpretar. La cuantificación de resultados tiene que considerarse como orientativa ya que las mallas no constituyen un sistema cerrado. Los gradientes de presión pueden variar de dirección y sentido en el tiempo. Sólo la asociación de evidencias y cálculos pueden permitir emitir las mejores conclusiones y recomendaciones.

Tuvieron que definirse y generarse distintos niveles de información según las necesidades de quien la emplee. El objetivo es contar mes a mes con datos básicos para facilitar el seguimiento de rutina y, en forma más espaciada, para elaborar informes, siempre incluyendo en los mismos consideraciones del análisis, diagnóstico y recomendaciones.

Varios de los parámetros a utilizar en los gráficos propuestos están referidos a condiciones de fondo, mediante el uso de factores y relaciones PVT del petróleo. Por tal razón es necesario contar con una

historia de presiones estáticas confiable. La incertidumbre en el conocimiento de la misma será fuente de errores cuya magnitud dependerá de las propiedades del fluido.

Seguimiento y Diagnóstico. Se presentará una serie de gráficos, todos correspondientes a una misma malla de inyección, que se ha elegido como ejemplo para la metodología descripta.

1) Vaciamiento Instantáneo (inyección neta) y Acumulado vs. Tiempo. Estos gráficos muestran el balance de fluidos extraídos e inyectados en condiciones de fondo. Dadas las características del petróleo de la F. Tordillo es imperioso tener en cuenta el gas libre (Figura 9a y 9b):

$$\text{Vacío Acumulado Neto} = \Sigma \text{Vacíos Instantáneos Netos} = \Sigma \Delta N_p \cdot B_o + (\Delta G_p - \Delta N_p \cdot R_s) \cdot B_g + \Delta W_p - \Delta W_i$$
 siendo ΔN_p , ΔG_p y ΔW_p las producciones de petróleo, gas y agua; ΔW_i , el volumen de agua inyectado; B_o y B_g , los factores volumétricos del petróleo y del gas y R_s , la cantidad de gas disuelta en el petróleo. Se consideran períodos de 6 - 12 meses.

B_o , B_g y R_s se estimaron en función de sus polinomios de ajuste a las condiciones de presión estática media del período de evaluación. Se tuvo en cuenta el fenómeno de histéresis que sufren las propiedades PVT. Cuando el reservorio experimenta represurización por inyección de agua, la redisolución de todo el gas libre se produce a una presión menor que la del punto de burbuja original. Se estimó que el nuevo punto de burbuja se alcanza cuando la presión se incrementa en unos 10 kg/cm².

La historia de presión estática resultó difícil de componer. Se construyeron mapas isobáricos por año, no siempre completos por falta de mediciones o por tiempos de cierre insuficientes. Con ellos se preparó la historia de presiones por malla. Con el método de Havlena y Odeh se ajustaron las presiones de malla a fin de lograr la línea de balance en el período de explotación primaria. Bajo inyección de agua, el resto de la historia se ajustó por iteraciones sucesivas en función de comparaciones de vaciamientos acumulados actuales con vaciamientos previos a la inyección de agua. Este método de trabajo es aproximado por lo que los resultados deberían considerarse como cualitativos. Para Entre Lomas, los cálculos con presiones un 10 % mayores o menores no cambiaron la condición de vaciamiento o llenado de la malla.

2) Relación de Inyección a Volumen Extraído (en condiciones de reservorio) vs. Tiempo. Puede utilizarse el cociente entre caudales mensuales o anuales:

$$\Delta W_i / (\Delta N_p \cdot B_o + (\Delta G_p - \Delta N_p \cdot R_s) \cdot B_g + \Delta W_p)$$

Los valores utilizados para generar el cociente, corresponden a cada período considerado. En la Figura 9b se presenta esta evolución y otra sin considerar la producción de gas.

3) Presión Estática y Relación Gas - Petróleo vs. Tiempo. A través de este gráfico (Figura 9c) se pueden observar tendencias de represurización o depletación del yacimiento. Se sabe que ambas curvas tienen comportamiento opuesto. De no apreciarse esta característica puede presumirse que existe error en la medición del gas o en el promedio de presiones. También pueden producirse desviaciones por efecto de reparaciones de pozos, o por la existencia de pozos con capas que, por diversos factores, aún no han sido afectadas por la inyección y continúan en producción primaria mientras el resto está en producción secundaria.

4) Inyección Total y Neta Acumulada vs. Tiempo. Este gráfico (Figura 10a) debe referirse a condiciones de fondo. Para una presión de inyección constante, es lógico esperar una disminución de su crecimiento hasta alcanzar el estado estacionario. Luego, debería permanecer con pendiente relativamente constante. Una curvatura hacia arriba puede reflejar incremento en el régimen de inyección, rotura de casing o estimulación para el mejoramiento de la admisión. Si la curvatura es hacia abajo podría deberse a taponamiento o disminución de inyectividad.

La inyección neta es la diferencia entre la inyección total y la producción total, y representa el fluido dejado en el reservorio. Durante el llenado, la inyección neta acumulada crece hasta que la producción total de fluidos iguala a la inyección ("fill-up" del reservorio). Una pendiente nula de esta curva representa una situación para la cual no hay acumulación de fluidos en reservorio, similar a un tanque que rebalsa.

5) Producción Total Acumulada (en condiciones de reservorio) vs. Acumulada de Agua Inyectada. Al igual que para el gráfico anterior las acumuladas de petróleo y gas están referidas a condiciones de fondo. Se grafican las curvas de petróleo, petróleo más agua y petróleo más agua más gas. La separación entre éstas permitirá estimar la evolución de cada fluido (Figura 10b). La pendiente de estas curvas puede ser tenida en cuenta como un indicador de eficiencia de la malla, por ejemplo, m³/d de producción de fluido o petróleo por m³ de agua inyectada, o bien su inversa. La irrupción de agua o una rotura de cañería aumentaría la pendiente de la curva agua más petróleo.

Cálculo de Reservas

Estos gráficos tienen por objeto estimar caudales de producción, evolución de la relación agua -petróleo, estimación de recuperación final, etc.

1) Relación Agua - Petróleo vs. Acumulada de Petróleo. Permite extrapolar la recuperación final hasta el corte de agua deseado (Figura 11a). En la Figura 11b se muestra la misma variable en función del tiempo.

2) Producción Acumulada de Petróleo vs. Acumulada de Agua Inyectada. Con esta correlación se puede estimar el volumen de agua que se requerirá inyectar para alcanzar la recuperación final de petróleo. Asimismo, permite definir la eficiencia de la inyección por medio del rendimiento calculado como la relación de m³ de petróleo extraído a m³ de agua inyectada (Figura 11c).

3) Fracciones de Agua (fw) y de Petróleo (fo) vs. Acumulada de Petróleo. Ambas fracciones están expresadas como porcentaje respecto de la producción bruta de agua más petróleo. La extrapolación de la fracción de petróleo (fo) es otra alternativa que permite determinar la recuperación final (Figura 12a). La representación versus tiempo puede resultar de utilidad (Figura 12b). Una variante es la función de Ershaghi (X) para los casos con tendencias difíciles de definir: Se tiene:

$$X = \ln ((1/fw) - 1) - (1/fw)$$

Otros

1) "Step-rate". En estos gráficos se representa la presión de inyección en fondo versus el caudal de agua inyectada. Se recomienda efectuar los ensayos con iguales incrementos de caudal en iguales períodos. Los pares de valores presión-caudal definen dos rectas si se alcanzó el régimen de fractura. El cambio de pendiente se produce al alcanzar presión y caudal de fractura. En caso de contarse con instalación de inyección selectiva debería construirse para cada intervalo en el que se inyecta por separado. La repetición de este ensayo permite observar la tendencia al taponamiento y represurización por comparación de la pendiente de su primer recta y de la extrapolación a caudal cero respectivamente.

2) Hall. Con este gráfico se determina la tendencia al taponamiento. En él se representa presión de inyección acumulada versus inyección acumulada^[11]. Debe tenerse en cuenta que este gráfico es sólo representativo en el caso de pozos sin válvulas reguladoras en fondo. Dado que casi todos los pozos operan con válvulas reguladoras y que las evidencias de los ensayos de "step-rate" no indican tendencia al taponamiento de la formación no se realizaron gráficos de Hall. Sólo se aplicaron para evaluar el proceso de inyección de polímeros obturantes.

Mapeos

Los resultados de evaluaciones de gráficos de seguimiento y de descripción estática por mallas o pozos deben representarse en mapas para tener, en forma más clara y resumida el comportamiento areal de los indicadores estudiados. Toda esta información, complementada con datos de petrofísica permitió seleccionar nuevas locaciones y reparaciones.

COMPORTAMIENTO DEL RESERVORIO FRENTE A LA INYECCION DE AGUA

Los registros de medición de caudal muestran una escasa eficiencia de distribución del agua inyectada, al extremo de que al primer registro de caudal continuo, tenían no más de 20 % de espesor en inyección efectiva. En muchos casos los tratamientos correctivos con ácidos y divergentes solubles en agua, gas y petróleo como así también fracturas de pequeña longitud, no mayor de 100 pies, elevaron la eficiencia de barrido vertical hasta 75 % en los mejores casos. Los coeficientes de Lorenz y Dykstra Parsons, (Figuras 5 y 6), son muestras elocuentes de la marcada heterogeneidad.

Las heterogeneidades tienen también sus manifestaciones en sentido areal, como puede observarse a través de las disímiles respuestas de producción y a la inyección (Figura 8). La conversión de pozos inyectoros que habían sido productores fracturados, seguramente afectó la eficiencia de barrido y favoreció las canalizaciones.

Direcciones Preferenciales y Canalizaciones

Con las historias de producción e inyección de los pozos, de los gradientes hidráulicos existentes como consecuencia de los vaciamientos y de las velocidades de endulzamiento del agua de producción, se pudo definir, con buen grado de certeza en la mayor parte de ambas estructuras, que la orientación de canalizaciones entre inyectoros y productores toma, en general, la dirección SE-NO. Se observó que:

- a) Los pozos ubicados sobre la línea que une los inyectores, aproximadamente orientada en dicha dirección preferencial, son los que experimentaron con mayor velocidad efectos de acuatización y endulzamiento, en comparación con otros alineados en otras direcciones.
- b) Los pozos inyectores y productores, localizados a lo largo de líneas de orientación de fracturas inducidas, se vieron más fácilmente afectados por procesos de canalización.
- c) Zonas con elevados volúmenes inyectados no siempre evidencian los mayores llenados y mejores respuestas debido al negativo efecto de las canalizaciones, ya que los volúmenes de agua de inyección producidos a través de los productores impiden generar empuje hacia zonas no barridas.

En consecuencia, el mejor modelo de inyección es el que tiene a los inyectores ubicados en líneas paralelas a la dirección de los planos de fractura para lograr un plano de alta presión con gradiente favorable hacia la zona de los productores (plano de baja presión). Este gradiente producirá empuje del agua y barrido hacia los pozos productores. Por esto, se modificaron algunas mallas "seven spot" contiguas en inyección en línea alternada (Figura 2e). Vistos los beneficios de este piloto, se extendió este modelo a otros sectores del campo.

Se han hecho muchos esfuerzos en tratar de evaluar y solucionar el problema de las canalizaciones. Los pozos de ambas estructuras se clasificaron según dos comportamientos: canalizados (75 pozos) y de respuesta normal o aceptable (102 pozos). La producción acumulada hubiese sido superior en 2,6 MMm³ de petróleo de no haberse producido canalizaciones. Esto equivale a perforar algo más de 50 pozos para compensar lo perdido, o bien, ejecutar tratamientos con polímeros y/o continuar con la modificación de modelos de inyección, etc. En un reservorio heterogéneo, un proyecto no reemplaza al otro.

Factores de recuperación

A diciembre de 1998 se ha inyectado agua en una cantidad equivalente al 20 % del volumen poral inundable de ambas estructuras. Hacia finales de la explotación y con la tendencia actual, dicho valor podría ascender al 65 % o más, mediante la conversión de más pozos inyectores. Las canalizaciones producidas hacen que algunas zonas del reservorio puedan recibir varios volúmenes porales en inyección mientras que otras sólo serán parcialmente barridas. Impedir esto constituye el mayor desafío futuro.

Los factores de recuperación por pozo muestran grandes discrepancias debido a las heterogeneidades del reservorio. Para el caso de las mallas, éstos alcanzarán valores entre 10 y 30 %, variación atribuible a cantidad de pozos perforados, calidad del reservorio y volúmenes porales inyectados. Según las correlaciones de J. J. Arps las recuperaciones, para los parámetros del Área, se aproximarían a 14 % del petróleo original "in situ" para explotación primaria por gas en solución y a 26 % para empuje de agua.

En zonas con inyección temprana, se lograron los mejores resultados, aunque esto está muy ligado a la cantidad de pozos perforados por malla y a las características petrofísicas. La Figura 13a muestra la variación del factor de recuperación final por pozo y por malla en función del número de pozos productores. La Figura 13b presenta los factores de recuperación final por malla versus volúmenes porales finales a inyectar. Ambas tendencias y el factor de recuperación de gas disuelto final (55%) indican que debería continuarse la perforación y conversión de más inyectores.

Tareas Correctivas al Problema de Canalizaciones

Las canalizaciones en un reservorio estratificado y comunicado verticalmente por fracturas inducidas constituyen un problema difícil de resolver. La solución ideal estaría dada por aquel método que permita obturar sólo la zona canalizada, minimizando el obturamiento de los niveles no acuatizados.

Cementaciones y cegado de mandriles. Se trabajó tanto en pozos productores como en inyectores aislando zonas con instalaciones selectivas de fondo o bien cementando grupos de capas. En ambos casos el grado de selectividad era escaso dada la característica de reservorio multicapa fracturado artificialmente. El cegado de un mandril de un pozo inyector puede beneficiar al productor canalizado pero restará empuje al resto de los pozos de la malla.

Instalaciones de producción selectiva. La posibilidad de producir pozos selectivamente puede resultar beneficiosa porque el cierre de una capa o grupo de ellas permite:

- a) Obtener información de producción de otros niveles, útil a los fines del seguimiento.
- b) Evitar vaciar el reservorio a través de una zona canalizada.
- c) Generar una zona de mayor presión y favorecer el empuje lateral de fluido hacia otros productores.

Silicatos. Se han realizado algunos tratamientos obturantes mediante la inyección de silicatos. Estos, bombeados en forma líquida, se solidifican en contacto con agua de alta salinidad. Brindan gran capacidad taponante, pero el problema de la selectividad y su remoción es complicado.

Polímeros. En 1995 se realizó un proyecto piloto de inyección de polímeros obturantes con el objetivo de:

- a) Modificar el perfil de admisión de pozos inyectoros.
- b) Reducir el volumen de agua producida de pozos productores.
- c) Mejorar las eficiencias de barrido areal y vertical.

La recuperación final de hidrocarburos (Np) es función del petróleo original "in situ" (POIS) y del producto de las eficiencias de desplazamiento (Ed=45 %), areal (EA=34 %) y vertical (EV=65 %) del proyecto^[12,13]:

$$Np = POIS \times Ed \times EA \times EV$$

Los valores entre paréntesis son los correspondientes al campo y dan una eficiencia total escasa (10 %). Las tres eficiencias pueden ser incrementadas por inyección de polímeros pero sólo nos ocuparemos de las dos últimas, factibles de ser mejoradas por inyección de geles obturantes. El barrido areal puede ser mejorado por cambio del modelo de inyección, por perforación de pozos o por reparación de pozos.

Se aplicaron dos polímeros no iónicos diferentes, pero un mismo gelificante. Los volúmenes inyectados variaron según las características de los pozos, entre 32 y 190 m³. La selección de los polímeros y la supervisión de los tratamientos los realizó una compañía externa. Los pozos candidatos se eligieron en función de los comportamientos productivos (gran volumen de producción con alto corte de agua) y de las velocidades de canalización. Se seleccionaron: terna de dos productores y un inyector; par de un productor y un inyector, productores solos e inyectores solos.

Los primeros beneficios en productores se presentaron en forma rápida mientras que las correcciones de los perfiles de inyección dieron respuestas en unos doce meses. La evaluación de estos tratamientos permitió estimar costos de desarrollo de hidrocarburos competitivos con otros proyectos.

PLAN DE DESARROLLO COMPLEMENTARIO

Los factores de recuperación alcanzados hasta el presente son 10,2 % por recuperación primaria y 2,6 % por recuperación secundaria. Asimismo, se ha calculado un factor de recuperación final total que podría variar entre 18 y 21 %, dependiendo de las condiciones económicas futuras y de la aplicación de un plan de desarrollo complementario, que deberá indefectiblemente involucrar:

Perforaciones. Las próximas locaciones deberán ser cuidadosamente seleccionadas en función de las posiciones de los inyectores respecto de las direcciones preferenciales de flujo ya que el grado actual de avance de la inyección ha incrementado notoriamente el factor de riesgo.

Reparaciones. Los pozos del Area requieren reparaciones cada 5 a 7 años, necesarias para mantener la producción en valores compatibles con los costos operativos. Suele quedar duda sobre cuál es el nivel canalizado de un pozo con alto nivel de fluencia o en pozos cerrados antes de la intervención. Se ha puesto en práctica el pistoneado a dos caudales para efectuar una evaluación rápida del índice de productividad de las capas o conjuntos de ellas. La zona canalizada está relacionada a la capa con mayor presión estática extrapolada y al índice estimado. Se deberían obturar los punzados de los pozos acuatizados para evitar que, al quedar temporariamente cerrados, el eventual flujo cruzado típico de yacimientos multicapas aleje el petróleo del pozo en las capas sin respuesta.

Conversiones. Es imperioso completar el esquema de inyección en líneas a fin de incrementar el área inundable y mejorar el barrido actual, conforme a las direcciones de permeabilidad preferencial.

Inyección de polímeros. Se tratarán más pozos con mayores volúmenes de gel, seleccionando los candidatos con la metodología ya aplicada y con gráficos de diagnóstico (Figuras 14a y 14b).

La Figura 15a muestra la evolución de la relación de movilidades con la presión para distintas condiciones de saturación de agua. Se presentan comportamientos teóricos según características del reservorio (alto y bajo riesgo de canalización), compatibles con la situación real observada de pozos que perdieron producción primaria, en contraposición de pozos con buen banco de petróleo. En la Figura 15b se observa la evolución de presión y movilidades para la malla analizada anteriormente.

CONCLUSIONES

La F. Tordillo constituye un reservorio de alta complejidad y heterogeneidad. Cada etapa del desarrollo y de la implementación de proyectos fue importante como fuente de información y experiencias.

El desarrollo en etapas no parece haber sido un error estratégico. Debido al aceptable grado de mantenimiento de presión conseguido, la relación de movilidades al agua y al petróleo ha sido casi constante y su valor ha dependido más de las características del reservorio y sus fluidos. Sólo la baja viscosidad del petróleo es favorable en este proyecto, frente a la marcada dirección preferencial de permeabilidad. El mejor paliativo a esto es la conversión al sistema de inyección en líneas alternadas con el mayor grado de selectividad de inyección posible. El mejoramiento de la distribución vertical de la inyección y las canalizaciones requerirán aún grandes esfuerzos. Los polímeros han probado ser una solución atractiva.

La formación de un equipo de trabajo interdisciplinario en actividad permanente constituye el mejor ataque a la problemática de este reservorio.

RECOMENDACIONES

Si bien cada reservorio tiene su problemática, se listan algunas recomendaciones que en el Area Entre Lomas resultaron apropiadas y beneficiosas o que sería deseable considerar.

De estudio

1. Plan de Actividades: Analizarlo y someterlo a consideración del personal involucrado en la operación y de quienes puedan requerir información (Geología, Reservorios, Producción y Grupo de Estudios).
2. Grupo de Estudios: Conjunto de profesionales y técnicos que trabajará libre de las presiones de la rutina diaria. Deberá revalidar toda la información básica, analizar, confeccionar informes con conclusiones y recomendaciones pertinentes. Además, deberá realimentarse con la información obtenida durante y después de la realización de las tareas indicadas.

Rutinarias Operativas

1. Grupo de Operaciones Rutinarias: Es importante que tenga una muy buena relación con el Grupo de Estudios. Ambos definirán los requerimientos para un adecuado seguimiento de todos los ensayos programados, perfiles de producción-inyección, mediciones físicas, actualización de bases de datos y gráficos de diagnóstico y seguimiento, etc. Los gráficos deberán tener escalas apropiadas para facilitar cálculos y comparaciones, más aún, si una variable interviene en más de una representación.
2. Registrar frecuentemente perfiles de medición de caudal y presión en los inyectores y evaluar por pistoneo todas las capas o zonas para prorratar la producción por niveles de pozos productores.

AGRADECIMIENTO

A Petrolera Pérez Companc S.A. por haber permitido la realización y presentación del presente trabajo, al Ing. Pablo de Diego, al Lic. César Gazzera y al Tco. Rubén Ríos por sus colaboraciones y contribuciones.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Benito, J. y Manassero, M.: "Análisis paleoambiental de la F. Tordillo. Su implicancia en la explotación de hidrocarburos", Actas IV Reunión Argentina de Sedimentología, 1992.
- [2] Peroni, G; Di Mario, J. y Arregui, C.: "Estudio estadístico de perfiles de buzamiento aplicado al análisis de paleocorrientes - Formación Tordillo, Provincia del Neuquén", Actas IX Cong. Geológico Argentino, 1984.
- [3] Hearn, C.; Hobson, J y Fowler, M.: "Reservoir characterization for simulation, Hartzog Draw Field, Wyoming", en *Reservoir Characterization*, L.W.Lake y H.B.Carroll, Jr. (Edts.), 1986.
- [4] Miall, A.: "Architectural element analysis: A new method of facies analysis applied to fluvial deposits", *Earth Science Reviews* N° 22, 1985.
- [5] Harms, J.; Southard, J. y Walker, R.: "Structures and sequences in clastic rocks", *SEPM. Short Course* N° 9, pág. 250, Calgary, 1982.
- [6] Le Blanc, R.: "Distribution and continuity of sandstone reservoirs - part 1 & 2", *JPT*, 1977.
- [7] Sneider, R.; King, H.; Hawkes, E. y Davis, T.: "Methods for detection and characterization of reservoir rock, Deep Basin Gas Area, Western Canada", *SPEJ*, 1983.
- [8] Benito, J.I.; Montagna, A.O. y Wouterlood, C.J.: "Permeability from Well Logs of an Eolian and Fluvial Formation. Entre Lomas Block, Neuquen Basin, Argentina.", *SPE 39014*, V LACPEC, 1997.
- [9] Thakur, G.: "Waterflood Surveillance Techniques - A Reservoir Management Approach", *JPT*, 1991.
- [10] Satter, A. y Thakur, G.: *Integrated Petroleum Reservoir Management*, PennWell, 1994.
- [11] Hall, H.N.: "How to analyze waterflood injection well performance", *World Oil*, October 1963.
- [12] Craig, F.F.Jr.: *The reservoir engineering aspects of waterflooding*, SPE of AIME, 1971.
- [13] Smith, C.R: *Mechanics of secondary oil recovery*, DPE, The University of Wyoming, 1966.

Extensión areal, km ²	125
Petróleo original "in situ", MMm ³	141,93
Reservas Probadas @ diciembre/98, MMm ³	6,06
Producción Acumulada @ diciembre/98, MMm ³	18,16
Producción de petróleo @ diciembre/98, m ³ /d	1100
Profundidad de referencia, mbbp	2350
Temperatura a la profundidad de referencia, °C	86
Presión original, kg/cm ² rel	215
Porosidad, %	15,1
Permeabilidad horizontal (media geométrica), mD	0,87
Permeabilidad vertical (media geométrica), mD	0,57
Mojabilidad predominante	al agua
Factor de volumen del petróleo a presión original	1,346
Factor de volumen del petróleo al punto de burbuja	1,353
Viscosidad del petróleo a presión original, cp	1,46
Gravedad específica del petróleo, °API	30,4
Gravedad específica del gas (Aire = 1)	0,64
Gas en solución a presión inicial, m ³ /m ³	107
Salinidad agua de formación (Cl ⁻), ppm	100000
Relación de movilidades al inicio de la inyección	0,5

Tabla 1: Datos de interés.

ZONA	FECHA	MODELO	CANTIDAD DE INYECTORES
Area Inicial	1975	Seven spot invertido	15
Ampliación CB-PB	1979-80		27
Ampliación CB-PB	1987-93		15
Ampliación PB	1994	Líneas alternadas	9

Tabla 2: Etapas principales del proyecto de recuperación secundaria.

Exponente de:	LITOLOGIA		
	Areniscas		Conglomerados
	Eólicas	Fluviales	
Saturación	1,840	2,020	2,030
Cementación	1,849	2,005	1,865

Tabla 3: Parámetros de interpretación de perfiles.

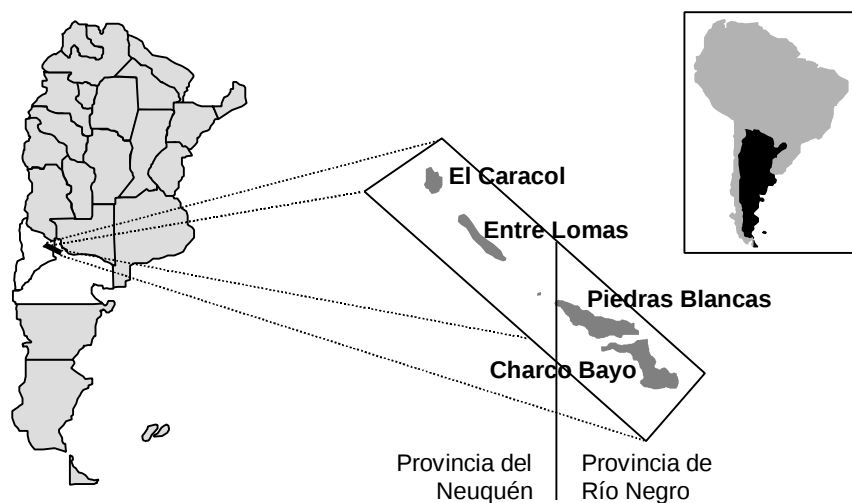


Figura 1: Ubicación del Area Entre Lomas.

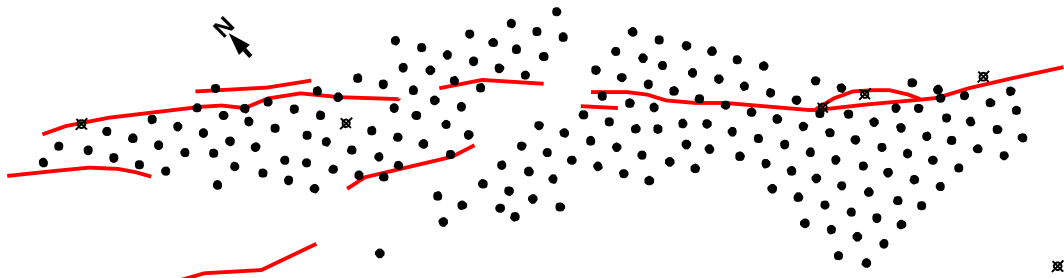


Figura 2a: Desarrollo en Recuperación Primaria (Julio 1975)

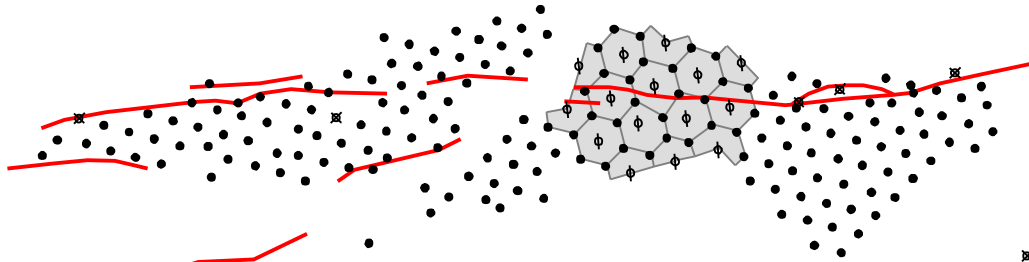


Figura 2b: Recuperación Secundaria – Área Inicial (Octubre 1976)

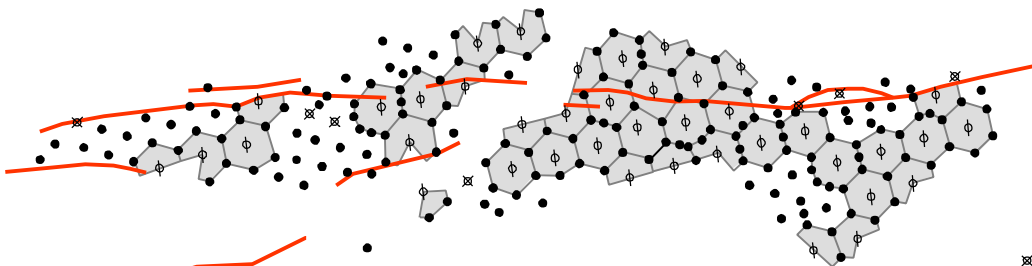


Figura 2c: Primera Ampliación (Diciembre 1980)

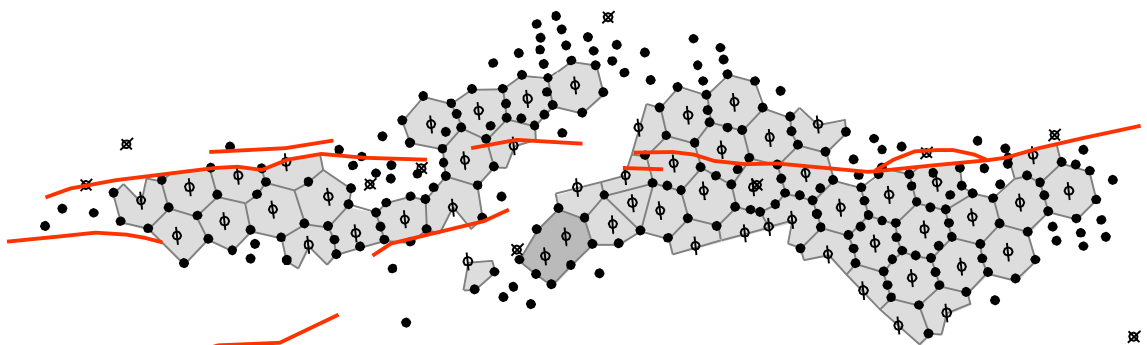


Figura 2d: Segunda Ampliación (Enero 1993)

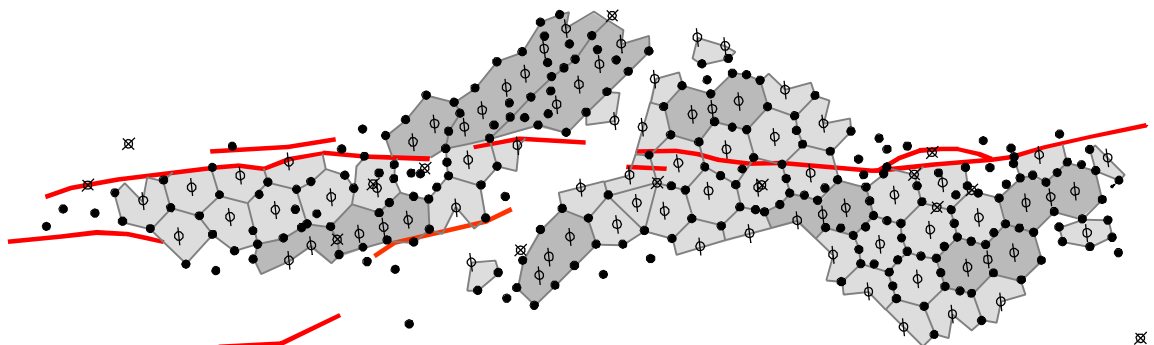


Figura 2e: Situación Actual (Diciembre 1998)

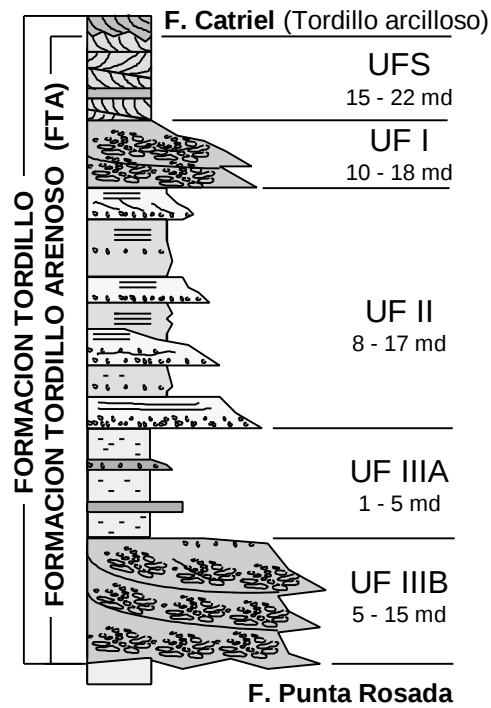


Figura 3: Diferenciación de unidades de flujo.

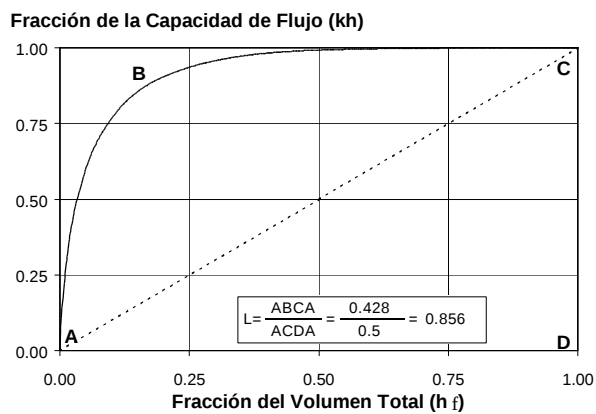


Figura 5: Coeficiente de Lorenz.

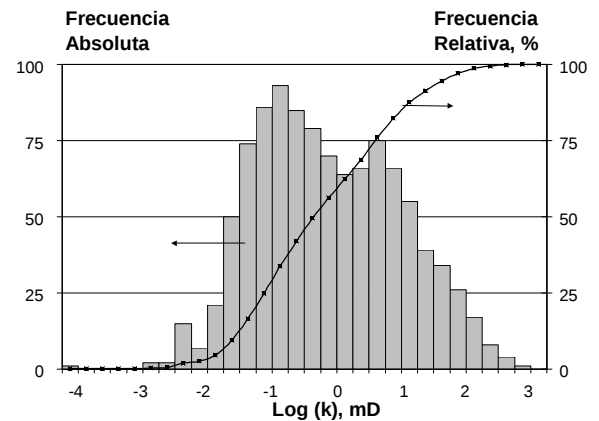


Figura 4: Distribución de Permeabilidades.

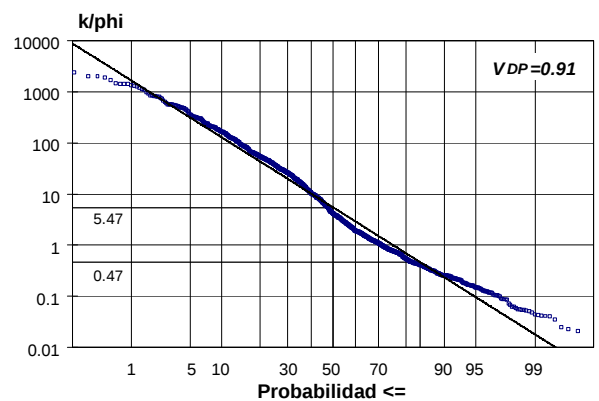


Figura 6: Coeficiente de Dykstra-Parsons.

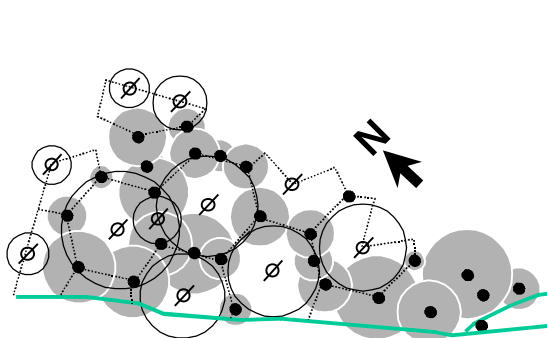


Figura 7: Radios de avance teóricos.

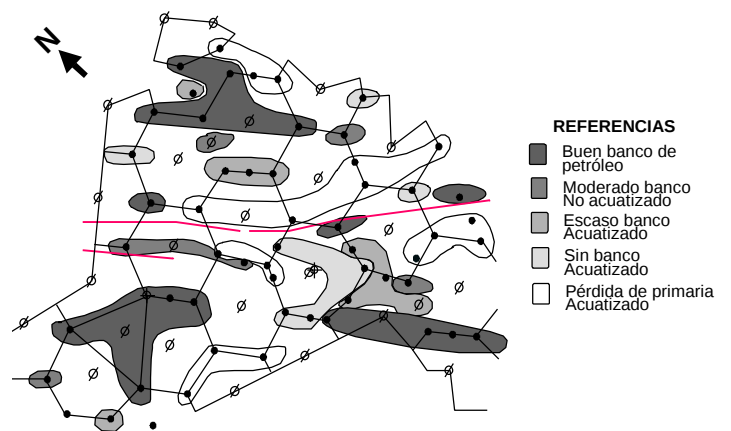


Figura 8: Isocalidad de respuesta secundaria.

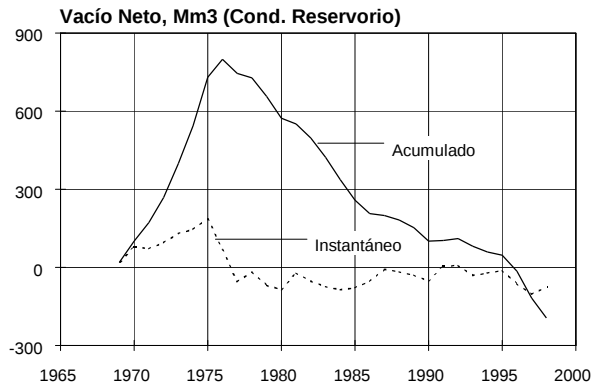


Figura 9a: Seguimiento y diagnóstico.

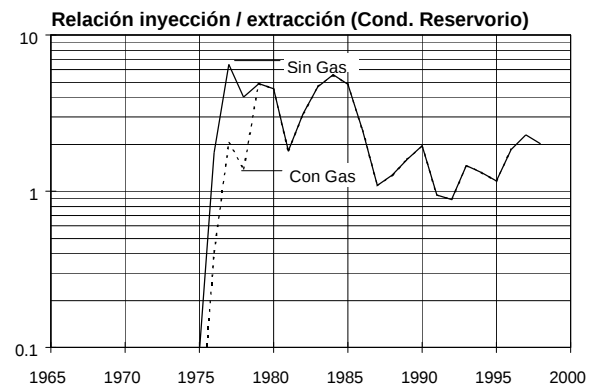


Figura 9b: Seguimiento y diagnóstico.

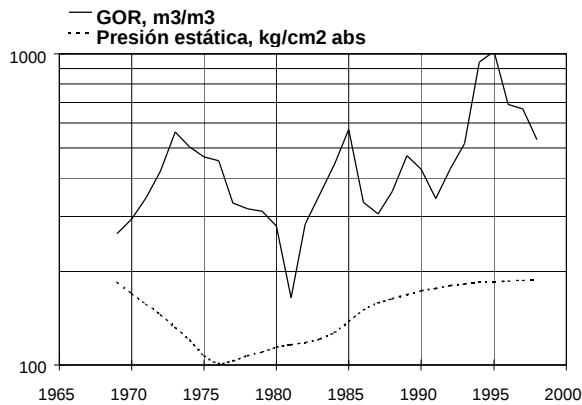


Figura 9c: Seguimiento y diagnóstico.

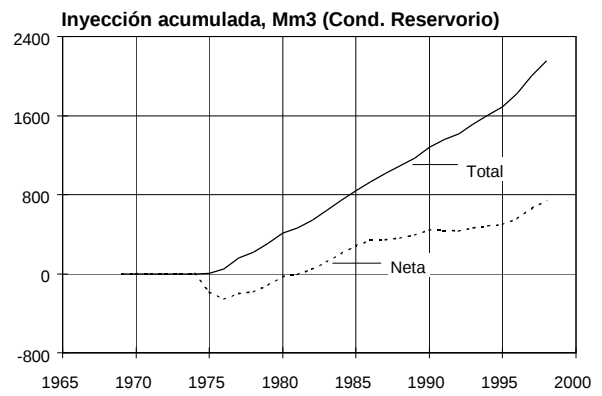


Figura 10a: Seguimiento y diagnóstico.

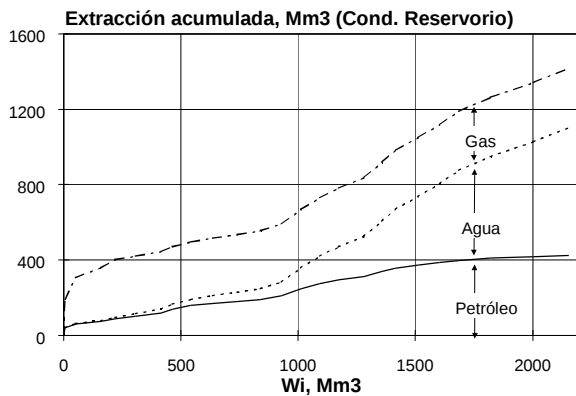


Figura 10b: Seguimiento y diagnóstico.

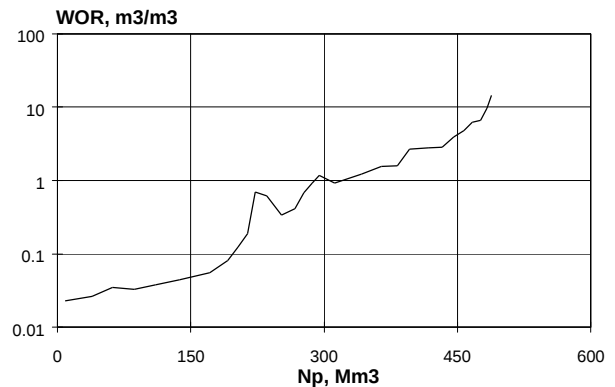


Figura 11a: Cálculo de Reservas.

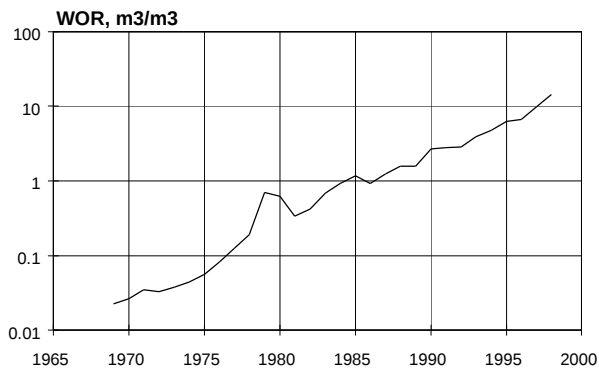


Figura 11b: Cálculo de Reservas.

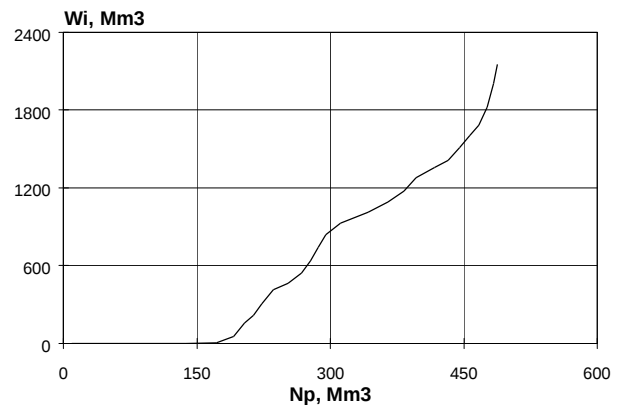


Figura 11c: Cálculo de Reservas.

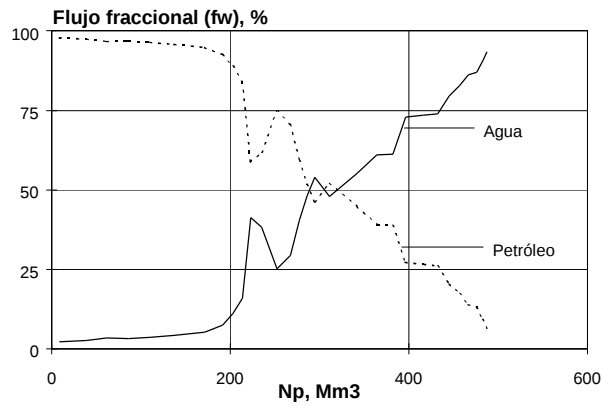


Figura 12a: Cálculo de Reservas.

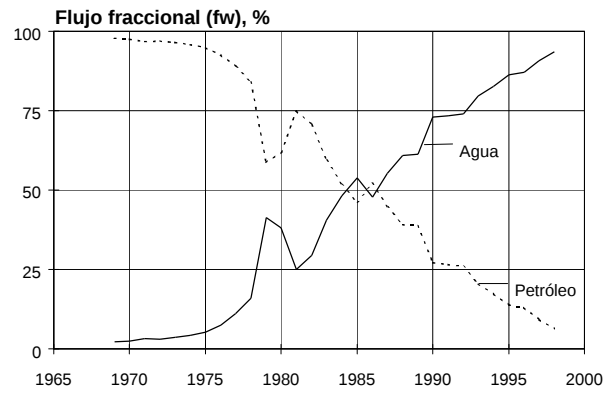


Figura 12b: Cálculo de Reservas.

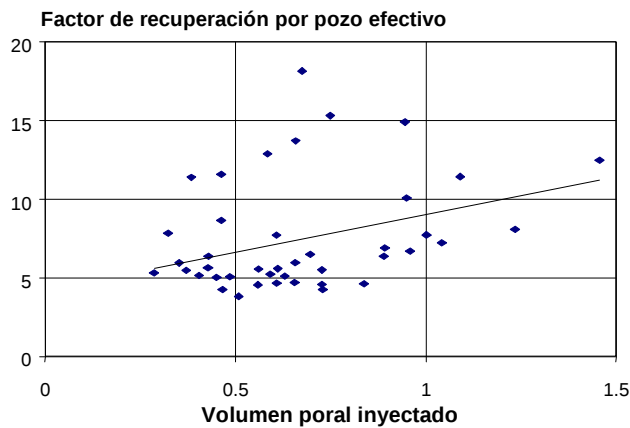


Figura 13a: Factor de recuperación.

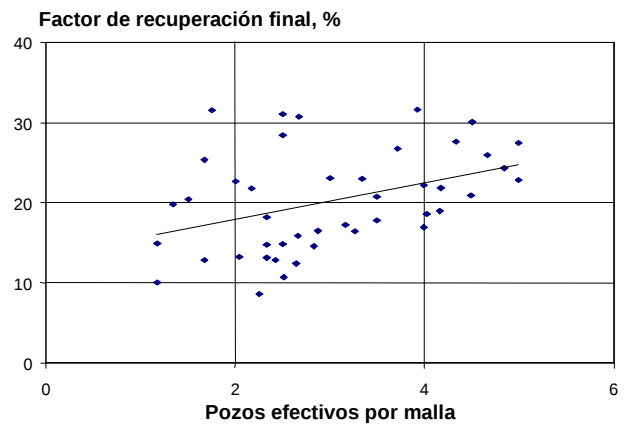


Figura 13b: Factor de recuperación.

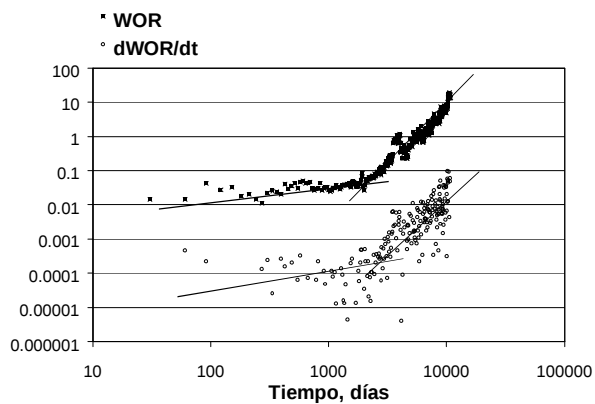


Figura 14a: Diagnóstico de canalización.

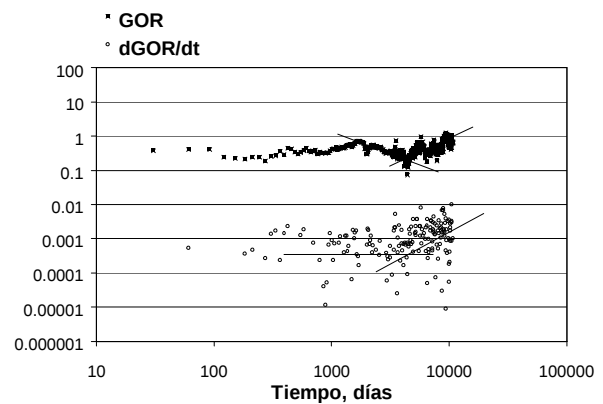


Figura 14b: Baja eficiencia de barrido.

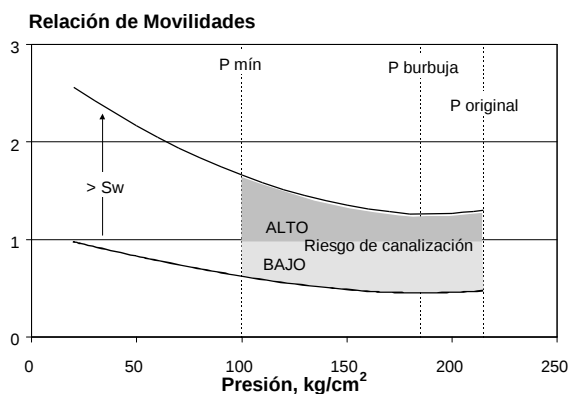


Figura 15a: Evolución de movilidades.

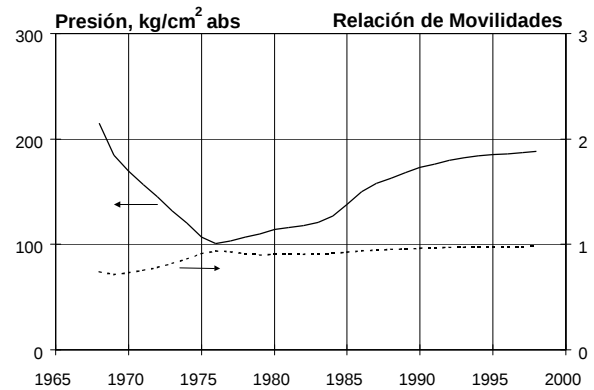


Figura 15b: Evolución de movilidades.