

“Potenciando al Dragón”: Optimización de los Proyectos de Recuperación Secundaria en el Area de Cerro Dragón

Abstract

A comienzos de 1999 asumimos el desafío de diseñar nuevos proyectos de recuperación secundaria y mejorar el seguimiento de los existentes, para la cuenca del Golfo San Jorge, donde el área Cerro Dragón (Figura 1) brindaba las mayores posibilidades de mejora.

Dada la dispersión de la información requerida, se hacía necesario recopilar datos, entenderlos y verificar la validez de los métodos utilizados para el diseño. El cumplimiento de esta tarea presentaba varios problemas que se debían resolver para mejorar la productividad y los resultados:

- No disponibilidad de la Información Básica (Pozos). Informes de Recuperación Secundaria en papel, no completos.
- Variabilidad de los resultados de los bloques en inyección. Determinar qué parámetros definían ese comportamiento.
- Herramientas inadecuadas para el seguimiento y el diseño de nuevos proyectos.
- Formación de un equipo de trabajo desafiante, combinando las habilidades de recursos existentes, con la incorporación de nuevos.
- Paradigma: no perforación de pozos in fill.

Nuestro esfuerzo dio como resultado el cambio de prácticas que implicaban cuellos de botella y la incorporación de nuevas metodologías:

- ✓ Diseño, armado y gestión de las Bases de Datos.
- ✓ Nuevas formas de uso de las herramientas informáticas.
- ✓ Desarrollo de un nuevo vínculo con los proveedores.
- ✓ Integración del Grupo, y relación de colaboración mutua con los grupos relacionados.
- ✓ Innovación en la metodología de mapeo y en la forma de mostrar variables.
- ✓ Uso de nuevo software para el diseño de nuevos proyectos.
- ✓ Utilización de simulación numérica para clarificar variables que determinan el comportamiento de un bloque.
- ✓ Revisión del método estadístico histórico de diseño (R-28).
- ✓ Mejora de la comunicación entre sectores operativos.
- ✓ Compromiso con el control de gestión.
- ✓ Mejora en la terminación y reparación de pozos.
- ✓ Incremento de las reservas de secundaria totales en 195%, y de las reservas de secundaria en producción en 133%, en 4 años (1999-2002).

Introducción

Cerro Dragón es un yacimiento de petróleo y gas, explotado desde 1958. En el año 1999 (Figura 2) se encontraban instalados 34 bloques de recuperación secundaria con 200 pozos en inyección y 700 pozos productores afectados (46 % del total de pozos activos).

El número de arenas usualmente incluidas en un proyecto era de 10. La inyección total era de 45,000 m³wpd, cuyo origen era mayoritariamente agua asociada al petróleo, y en menor medida proveniente de 30 pozos productores de agua.

En los Bloques bajo inyección se producían: 4,357 m³opd , de los cuales 2,532 m³opd correspondían a secundaria (Figura 3). El yacimiento en su conjunto producía 53,627 m³lpd de fluido.

Debido a las diferencias de presiones y a las distintas características petrofísicas de las arenas no es posible inyectarlas en conjunto, ya que solo unas pocas tendrían admisión. Inicialmente esto obligó a inyectar en una o dos capas, lo cual era poco beneficioso y extremadamente lento para desarrollar la recuperación secundaria en el área.

Una solución surgió en los años 1969-70, cuando en los primeros inyectores de agua se perforaban en 12 ¼" y se entubaban con cuatro columnas de tubing de 2 7/8". Mediante esta nueva tecnología varias formaciones eran alcanzadas por un caño individual y se inyectaban en conjunto. Este sistema era complejo, costoso y poco flexible.

El sistema antes mencionado fue sustituido por otro nuevo, en donde cada reservorio es inyectado individualmente. Esto se logra mediante instalaciones selectivas (Figura 4) que separan las capas a inyectar mediante packers, y regulan la inyección mediante un conjunto mandril-válvula reguladora. El número de packers máximo era de siete y esto limitaba la cantidad de capas a inyectar individualmente (Figura 5).

Desarrollo

Por el año 1999 recibimos la consigna de acelerar la recuperación secundaria en Cerro Dragón, esto implicaba desarrollar un Grupo de Profesionales, y paralelamente diseñar Métodos de Selección, Pronóstico, y Control de Gestión, para los proyectos a instalar desde ese momento en adelante y para los existentes. El grupo de trabajo realizaría sus tareas en Bs As.

Manejo de la Información - Desarrollo de una Base de Datos

El primer escollo fue la no disponibilidad de toda la información histórica en forma digital, y en algunos casos hasta la dificultad de ubicar los antecedentes de los proyectos mas viejos. La digitalización de perfiles estaba en marcha pero era necesario acelerarla.

Desde el principio quedaba claro que la existencia de la información en papel era arcaica, y que debíamos tender hacia una base de datos que hiciera disponible toda la información en cualquier punto donde la misma fuera necesaria, de forma que iniciamos la carga de los datos mas cruciales (de terminación y reparaciones), de las zonas que

parecían mas atractivas, para disponer de las fichas de pozo de todo el yacimiento en el corto - mediano plazo en una base de datos.

La base de datos quedó completa al cabo de dos años. Sin embargo, los primeros intentos por lograr que la misma generara una ficha de pozos que fuera fácilmente entendible, no fueron tan buenos como esperábamos. La solución llegó de la mano de la creatividad de nuestros Ingenieros, incómodos con la situación. Ellos desarrollaron y optimizaron una consulta a la base de datos y una macro que simplifico nuestro trabajo, disminuyendo significativamente los tiempos de trabajo.

Método de cálculo

Los proyectos en marcha mostraban comportamientos claramente divergentes cuando usábamos como comparación la relación RFS/RFP (relación de Recuperación Final por Secundaria vs Recuperación Final por Primaria, Figura 6). Algunos parecían muy buenos y otros muy malos. Dado que no existían mas que algunos planos de las capas en inyección, no quedaba claro el por qué de la diferencia.

El método de diseño usado denominado R 28 databa de 1993, época la que existían 12 proyectos desarrollados en forma avanzada y calculados por métodos diversos. En ese entonces, el intento fue encontrar una correlación estadística, teniendo como restricción la limitada cantidad de información disponible.

El resultado fue un modelo estadístico, sobre la base de ocho variables (profundidad media de las capas, espesor total, volumen poral a contactar, porosidad, número de arenas, factor de recuperación primaria, número de pozos inyectoros, número de pozos productores) que era utilizado para calcular los nuevos proyectos (Figuras 7 y 8).

En 1999, para verificar la validez del modelo, se recalcularon por el citado método los 22 bloques con historia de secundaria suficiente, sobre 34 instalados. Del cálculo surgió que los índices de correlación ya no eran tan buenos, y que en general el método era conservador (Figuras 9 y 10). Por esta causa requería una actualización, ya que existía el riesgo de no elegir los mejores proyectos para el futuro o dejar de desarrollar algunos que fueran económicos.

Mientras analizábamos como calcularíamos las reservas, continuamos usando el mismo método teniendo en mente que proyectos en su límite económico no debían ser eliminados.

Priorizamos los Bloques con mayor recuperación primaria final por pozo, donde no hubiera una proporción elevada de pozos parados respecto a los activos, y donde hubiera agua disponible o pozos parados que pudieran usarse como productores de agua.

Comenzamos a estudiar la geología, y la situación se empezó a aclarar cuando detectamos que el número de capas inundadas en muchos casos era significativamente inferior al de capas disponibles con petróleo, de modo que aparecieron varios problemas, que enunciaremos a continuación y trataremos con detalle más adelante en este informe:

1. Los tiempos requeridos para cada estudio geológico se multiplicaba por 10 si pretendíamos tener mapas de todas las capas ya sea como potenciales fuentes de agua, o como productoras de petróleo, o gas.
2. Si pretendíamos inundar todas las capas con petróleo sería improbable poder producir los pozos productores si no contábamos con energía eléctrica, y con Bombeo electro-sumergible.
3. Había problemas para correlacionar capas, que habían sido ensayadas en conjunto, y se desconocía si individualmente habían sido sin entrada, agua o petróleo, ya que los perfiles usados no predecían correctamente los fluidos que luego se encontraban en las capas.
4. Existían aparentes contradicciones en los ensayos de las capas indicando agua en posiciones superiores, y oil en inferiores.
5. Muchos pozos productores estaban subexplotados y eso impedía la inyección normal en las capas mas profundas, con las instalaciones existentes.

Para entender hasta que punto era lógico el comportamiento de los distintos bloques simulamos un seudo yacimiento, usando dos simuladores.

El intento de mejorar el estudio estadístico no aportó una solución definitiva de forma que utilizamos el R-28 original y un R-28 corregido para el cálculo de las reservas.

Con relación al diseño comenzamos a utilizar un nuevo software, que fuimos mejorando en conjunto con el proveedor y que finalmente adoptamos como herramienta principal de diseño y control. La herramienta permite, entre otras cosas, el armado del esquema de inyección, calcular los volúmenes a inyectar, los pronósticos de inyección y producción, visualizar las correlaciones, mapas, esquemas de pozos y efectuar el seguimiento de los proyectos (Figura 11).

Métodos de seguimiento

En el año 2000 los desfases negativos en la producción y la sospecha de subexplotación en los yacimientos generó la formación un grupo multidisciplinario, que realizó la revisión de 1200 pozos en el lapso de 3 semanas.

Durante la misma surgió la necesidad de integrar las distintas bases de datos disponibles en Pan American Energy (producción, reparaciones y completaciones, Figura 12) y ampliar el uso del software de reservorios mencionando anteriormente. Necesitábamos manejar gran cantidad de información en tiempo real y rápidamente. Nuevamente el proveedor colaboró y logramos mejoras substanciales.

Asimismo se detectó la necesidad de disponer de un acceso rápido a la base de datos de dinamómetros que no estaba disponible hasta ese momento, y cambiar la práctica de las reuniones de producción generando una base de datos de oportunidades.

De esta manera los Ingenieros de Recuperación Secundaria y Producción que trabajaban en el campo podrían detectar tempranamente las fallas en los pozos productores e inyectores, y priorizar su reparación en función del resultado esperado.

Pero un nuevo problema apareció: no contábamos con suficiente gente para este seguimiento. La incorporación de nuevo personal resolvió parte del problema. En esa época, la empresa adoptó un Nuevo Modelo Operativo, que permitió un seguimiento más estrecho de los pozos, y esa fue la otra parte de la solución.

En la nueva etapa, el seguimiento se hacía más detalladamente y discriminando según los siguientes criterios:

1. Por bloque: gráficamente se pueden ver los niveles de concordancia entre el fluido, el petróleo, la inyección, pronosticado y real y actuar cuando es necesario (Figura 13). También podemos comparar los pronósticos de producción, líquido e inyección del presupuesto con la información real (Figura 14).
2. Por pozo Productor: gráficamente podemos comparar como evoluciona el pozo, respecto a su producción histórica, a sus controles y variaciones en los niveles de entrecolumna (Figura 15).
3. Por pozo Inyector: es factible analizar la evolución histórica, y la distribución de la inyección entre capas (Figura 15).
4. Con la relación Inyectores productores, ver como evoluciona el balance de la inyección (Figura 13).

También en el seguimiento se tuvieron en cuenta las inversiones y se comparan mensualmente las desviaciones de cada uno de los proyectos y rubros respecto del presupuesto, teniendo en cuenta los cambios de programación.

La complejidad del yacimiento con capas múltiples

La complejidad abarca tanto la intrínseca del yacimiento como la que agregan los métodos históricos usados.

La complejidad intrínseca se refiere a los yacimientos multicapa de origen fluvial, con areniscas inmaduras de geometría irregular y extensión variada, con cuerpos amalgamados y afectados por múltiples eventos diagenéticos que, distribuido en zonas de diferente estilo estructural, resultan en una complicada distribución de fluidos.

A la dificultad natural se sumaba la de trabajar con perfiles muy afectados por litología, con bajo acierto en la predicción de fluidos, de tipo y calidad variables en el tiempo, ensayos en conjunto y además creencias arraigadas a veces erróneas.

La existencia de bloques con un número elevado de capas (Figura 16) dificultaba tanto el manejo de la información como la imposibilidad de contar con mapas individuales en tiempos razonables. Nuevamente la solución surgió de la creatividad de los geólogos

involucrados, que desarrollaron una metodología para lograr resolver el tema en forma práctica, achicar tiempos de trabajos y alivianar la tarea del mapeo (Figura 17).

Entre las complejidades de la cuenca y del yacimiento la dificultad en la prognosis del fluido a producir era una de las de más significativas y difíciles de salvar.

Con los perfiles disponibles teníamos un nivel de acierto realmente bajo. Se abrían capas en función de impregnaciones de testigos laterales y de correlación. Muchas capas se dejaban si abrir por desconocimiento y falta de prácticas desafiantes. Pero no cedimos y estábamos seguros que si resolvíamos el acertijo podríamos incrementar nuestras reservas.

Trabajamos con nuestro proveedor como un solo equipo compartiendo nuestros conocimientos, nuestras incertidumbres, y nuestros deseos de superar el problema. Estudiamos, probamos y volvimos a probar, y aunque logramos un significativo incremento de nuestro acierto, seguimos trabajando y probando para mejorarlo aun más.

Hoy podemos asegurar que algunas capas que fueron evaluadas en el pasado como agua, pueden no serlo (Figura 18) y hemos confirmado que bajos caudales de agua pueden ser petróleo (Figura 19).

Métodos de producción

Como citamos mas arriba, sin electrificación no era posible producir los pozos al máximo. Aprovechamos un sector del campo con electrificación y los motogeneradores disponibles para demostrar el potencial. De esta manera se decidió poner en funcionamiento las primeras Electro sumergibles encamisadas y con los resultados, nos convencimos que lo que proponíamos era posible: disminuir la subexplotación y extraer los incrementos de producción de los futuros proyectos de secundaria.

La decisión de extender la electrificación para aprovechar al máximo la automatización (independiente de nuestro trabajo) nos benefició, pues a medida que íbamos entendiendo mejor el campo, nos imaginamos programas mas agresivos que aumentaban de año en año, haciendo mas económica la explotación.

Esto significó re-pensar los proyectos en marcha para inundar tantas capas como fuera posible y aquí volvió a aparecer un problema y una solución que fue evolucionando.

Encarar el dilema de cómo inundar individualmente un mayor número de capas, significaba cambiar la idea de que no era posible y testear tecnologías. Por ahora resolvimos como inyectar hasta 15 capas individualmente.

Oportunidades Los pozos In-Fill

Luego de perforados los primeros pozos In-Fill quedó claro que existía mayor potencial. En la medida que se mejoraba la prognosis del perfil de resonancia magnética nuclear (RMN) (Figura 20) y completábamos nuevos sondeos, las oportunidades se expandían,

por lo que era necesario priorizarlas. Así en nuestras campañas de perforación, empezamos a incluir locaciones In-Fill en proyectos existentes para mejorar la evaluación de oportunidades a desarrollar (Figuras 21 y 22) . Algunos work-overs también nos ayudaron a entender las diferencias de comportamiento entre pozos.

Sospechábamos que al abrir todas las capas para luego ensayar desde el fondo hacia arriba, la invasión con fluido de terminación provocaba un enmascaramiento del real contenido de las mismas, pues reservorios con prognosis de petróleo por MRIL producían agua o se dañaban. Para investigar este punto invertimos el sentido y la duración de ensayos, comenzando desde arriba, intentando disminuir el efecto de invasión. Esto confirmó que, algunas arenas de alta permeabilidad que mostraban petróleo en los ensayos descendentes, habrían aportado agua en los testeos ascendentes y hasta se hubieran cementado, dejando el verdadero contenido de petróleo sin detectar (Figuras 18 y 19).

De esta forma, la anormal distribución de fluidos, observada en los mapas geológicos, podría ser causada no solo por barreras de permeabilidad o falta de continuidad hidráulica sino también por la errónea evaluación de las capas en el pasado. Si este último fuera el motivo, nos enfrentamos a un caso de reserva no contabilizada o ignorada tanto para recuperación primaria como secundaria.

Oportunidades adicionales surgieron del mapeo de capas acuíferas, como potenciales productoras en la etapa temprana del desarrollo de nuevos bloques, cuando el agua disponible no es suficiente.

Una antigua pauta aseguraba que la perforación de inyectores y productores In-Fill era poco económica por la escasa extensión de los reservorios en la cuenca y por temor a que las capas de secundaria produjeran 100% agua. Sin embargo los mapeos de arenas mostraban muy distintas dimensiones, y aún en las zonas más lenticulares las capas que desaparecían eran reemplazadas por otras de iguales o de mejores características. Esto se confirmó en las nuevas campañas de perforación de productores e inyectores In-Fill. Por otra parte el registro RMN resultó una herramienta fundamental en la detección de nuevos reservorios.

Como conclusión entendimos que al desafiar los estándares y paradigmas aparecen nuevas posibilidades y se generan ideas aplicables, no solo en Cerro dragón, sino también en otros campos como Piedra Clavada y Koluel Kaike.

Mejora de la comunicación con y entre sectores operativos.

Durante el año 2000, el exitoso ejercicio de optimización iniciado, permitió establecer una sólida relación entre personal de Bs. As. y Cerro Dragón, basada en la confianza y el trabajo.

Entre las herramientas que se usaron para mantener actualizado el acceso de todos los actores a la información, se incorporaron algunas de Knowledge Management. La herramienta, que en principio fue pensada para mejorar la comunicación entre Bs. As. y Cerro Dragón, también fue adoptada para garantizar la comunicación entre algunos sectores del Yacimiento.

El uso de esta herramienta ya había sido adoptado por otros sectores de la empresa pero aún era incipiente.

Compromiso con el control de gestión.

El punto primordial cuando se pretende un control de gestión es que quede claro cual es el plan y hasta donde se cumple. Además, si hay un cambio, hasta donde afecta a los cronogramas de Inversiones y al pronóstico de producción. Desde que iniciamos el diseño de proyectos en 1999, se ha profundizando la programación debido a desfases detectados. En muchos casos, resultado de un planeamiento insuficientemente detallado, y a imperfecciones en la comunicación.

A posteriori de haber realizado este trabajo en el año 2002, durante el 2003 nos encontramos con problemas graves de retrasos a pesar de haberse estimado que la comunicación era mejorable, pero suficiente. De modo que en este momento nos encontramos desarrollando herramientas de emergencia para garantizar los trabajos adjudicados al 2004, y diseñando la nueva forma de planeamiento de los Pulling y Work Over, así como de las Instalaciones de Superficie.

Desarrollo de un nuevo vínculo con los proveedores.

Sin duda uno de los paradigmas que vencimos fue el de considerar a los proveedores en “la otra vereda”. En algunos casos no fue fácil lograrlo, pero finalmente lo conseguimos. Esto no es un camino terminado, sino en tránsito.

Tuvimos excelentes resultados en el desarrollo de un soft que se adaptara a nuestras necesidades y en la mejora de la respuesta de las herramientas de perfilaje.

Estamos trabajando también con los proveedores de elementos de Inyección en la resolución de problemas en packers, mandriles y válvulas.

También hay un nuevo concepto en el diseño de las instalaciones de superficie que nos ayuda a reducir inversiones impulsado por el Grupo de Instalaciones de Superficie.

Formación de un equipo de trabajo desafiante.

Al momento de iniciar nuestro trabajo requeríamos un importante equipo de profesionales de distintas disciplinas, y disponíamos de un número limitado de Ingenieros.

Trabajar con las prácticas y las tecnologías de aquel momento, requería trabajar durante diez años.

Al elegir los componentes del grupo, se combinaron, aquellos que ya pertenecíamos al mismo, con recursos de otras Gerencias de PAE (Incluyendo exploración e informática), y la incorporación principalmente de Geólogos y Geofísicos, a través de búsquedas fuera de la empresa. Esto dio lugar a un grupo con visiones variadas, dispuesto a tomar riesgos, con libertad de trabajo dentro de un marco de tiempo donde era necesario

asegurar objetivos de muy corto plazo, y nuevas ideas a desarrollar para agilizar tareas futuros.

Adicionalmente como en toda empresa era necesario cubrir posiciones en otras Gerencias, y no se podía coartar las posibilidades por la estabilidad del grupo, por lo que tuvimos cambios en Ingenieros, y Geólogos.

La motivación del grupo se autoalimentó de los progresos que fueron sucediendo, y el trabajo de todos los días no nos impidió realizar capacitación, incluyendo una primera etapa de autocapacitación en el trabajo, y la incorporación de jóvenes profesionales iniciando su capacitación para luego transferirlos al campo.

Resultados - Conclusiones

Un primer resultado es la formación de un equipo de profesionales y técnicos, altamente especializados en su trabajo, con capacitación continua, y generación de recursos humanos para cubrir otras posiciones dentro de la empresa.

Parte de la capacitación continua tiene que ver con la destrucción de viejos paradigmas, que surge a través de prácticas desafiantes en el trabajo diario, con la evaluación de resultados.

La relación con la estructura de producción de Cerro Dragón, para poder llevar adelante el plan sin duda es otro de los logros, y en ambos casos el éxito futuro significa profundizar y mejorar ambos equipos y su relación.

Un éxito significativo y en este caso mensurable, es el incremento de reservas totales en 195%, y de las reservas en producción en 133%, entre 1999 y el 2002 (Figura 25). El incremento de producción secundaria e inyección también han sido extraordinarios (Figura 24) y actualmente hay 45 proyectos en marcha, con 350 pozos inyectoros y más de 1,000 pozos productores afectados a secundaria (Figura 23). Hasta el momento se han perforado 61 pozos in-fill (20 de los cuales son inyectoros) y en algunos bloques se están inyectando más de 50 capas.

Dentro de este incremento de reservas y producción no está incluido aquel relacionado con cambios de prácticas que impactaron a otros grupos relacionados con los cuales trabajamos en el ajuste de las condiciones de perfilaje, y variación de prácticas de terminación.

Sin duda el trabajo no esta terminado y desde que completamos esta presentación para difundirla dentro del ámbito de COMPARTIR (Reunión de Pan American Energy para comunicar y festejar los logros), seguimos trabajando y seguiremos haciéndolo para mejorar aún mas el proceso.

También es importante mencionar las experiencias negativas, intentamos acidificar y no tuvimos buenos resultados, tampoco la estimulación con petróleo caliente anduvo bien y aprendimos que no es conveniente usar viejas correlaciones para diseñar proyectos de secundaria.

Nos quedan como tareas identificadas.

- Mayor integración a través de la comunicación, de las estructuras de Cerro Dragón y Bs..As. lo que resultará además en una mejor programación.
- Intensificar nuestra participación en lo relativo a seguridad.
- Encontrar un método de cálculo menos conservador que el R-28.
- Continuar detectando oportunidades en el soft de seguimiento, y simulación.
- Continuar trabajando con nuestros proveedores en una relación de ganancia mutua.

FIGURAS

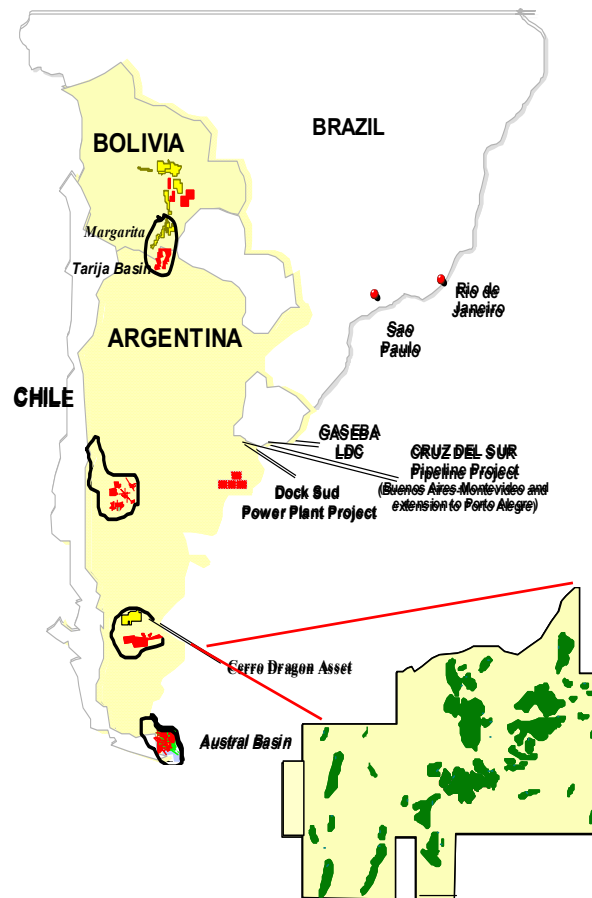


Figura 1: Mapa de Ubicación Area de Cerro Dragón , Argentina, con los principales Yacimientos.

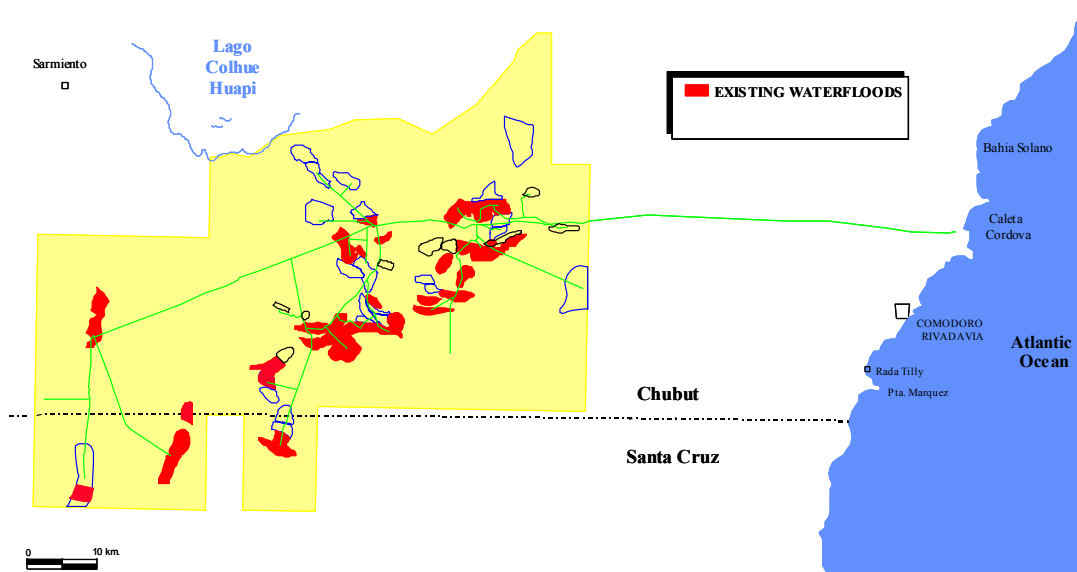


Figura 2 : Situación 1999: 34 Bloques en Recuperación Secundaria. 200 pozos en inyección – 700 pozos productores afectados.

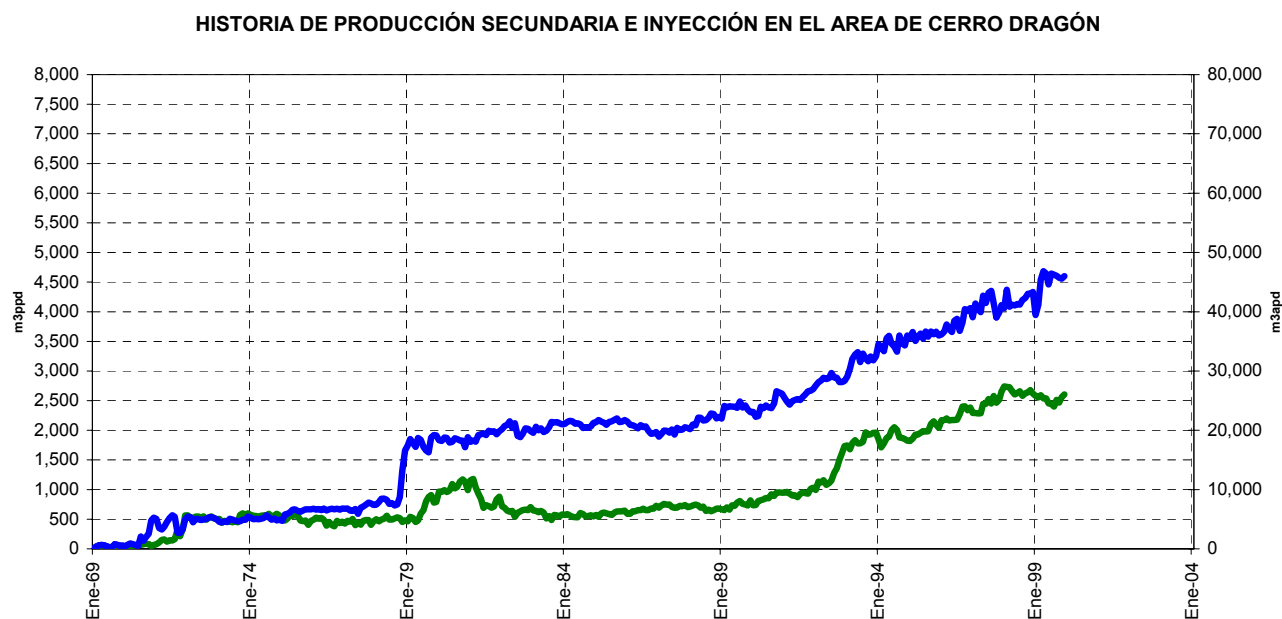


Figura 3 : Historia de Producción Secundaria (curva verde) e Inyección de Agua (curva azul) del Area de Cerro Dragón entre 1969 y 1999.

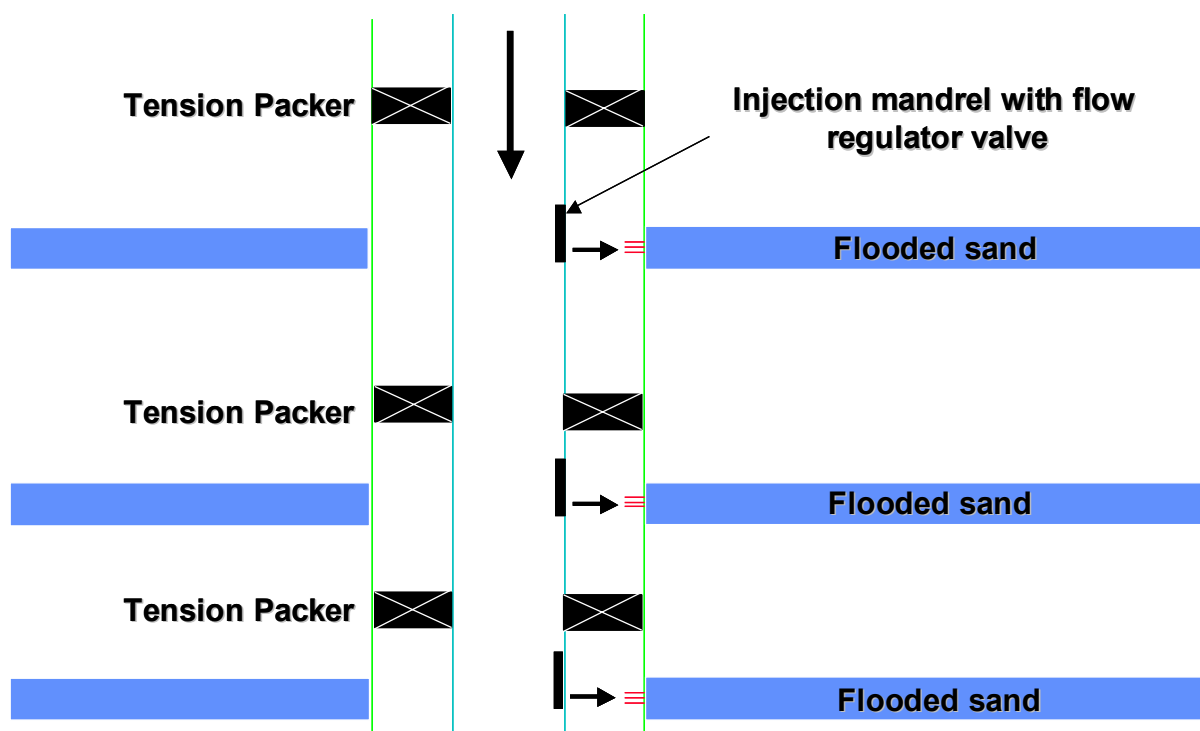


Figura 4 : Instalación selectiva típica, con packers y mandriles. Cada mandril posee una válvula reguladora que permite controlar el caudal a ser inyectado en cada capa.

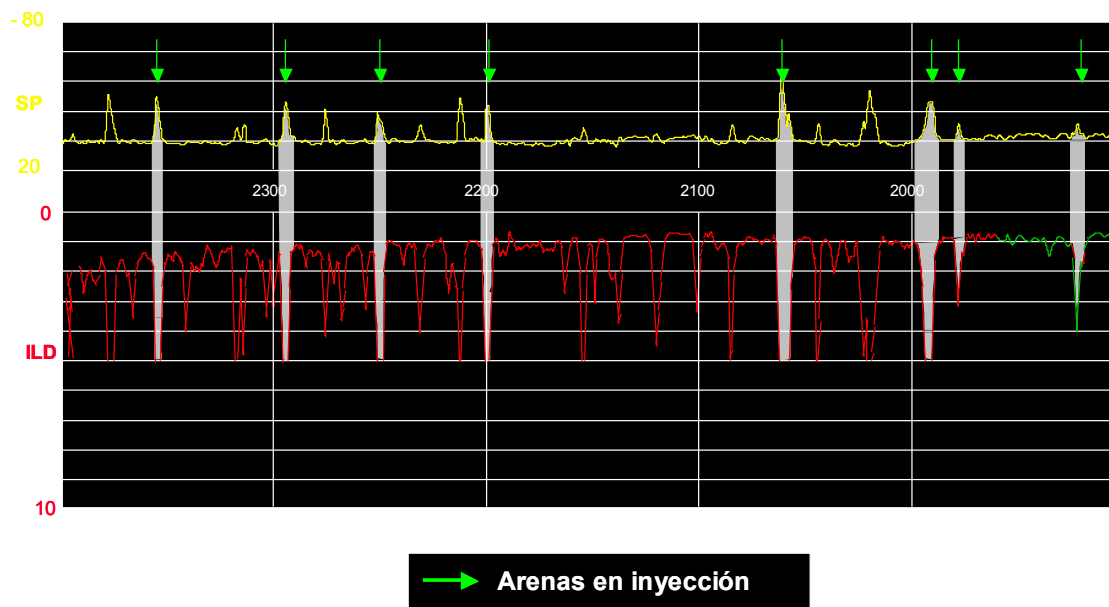


Figura 5 : Perfil tipo (Inducción – SP). Se observan 8 capas en inyección (zonas pintadas en blanco)

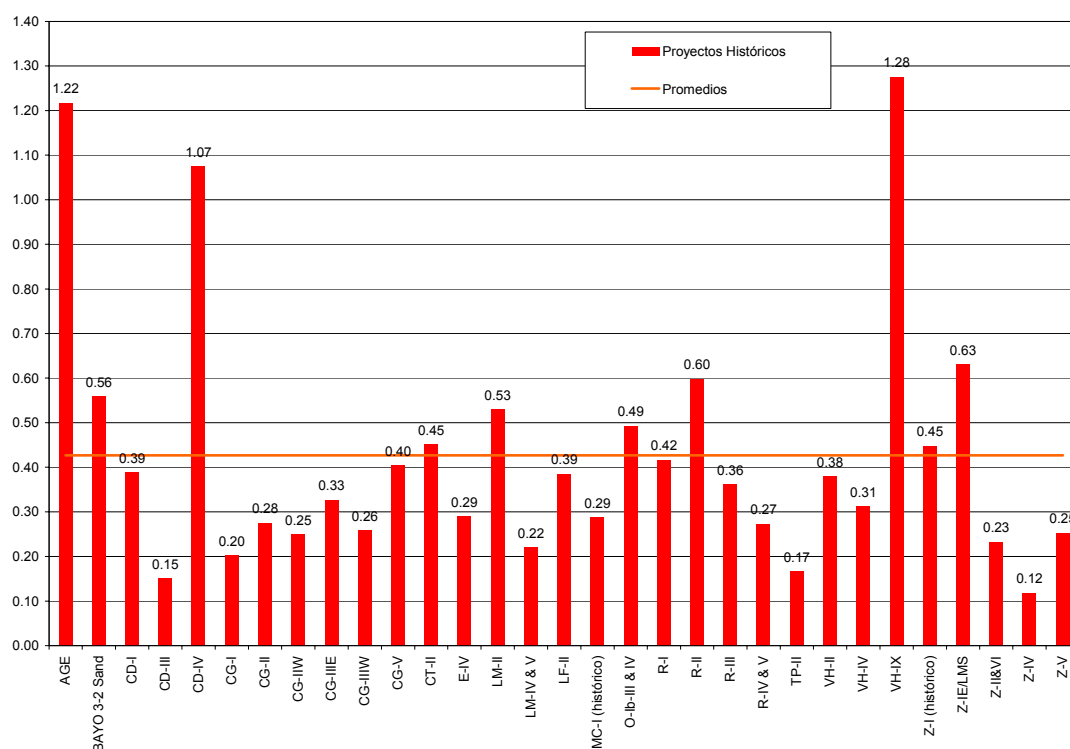


Figura 6 : Variabilidad en los resultados de los distintos proyectos de secundaria, medida en función de N_s/N_p

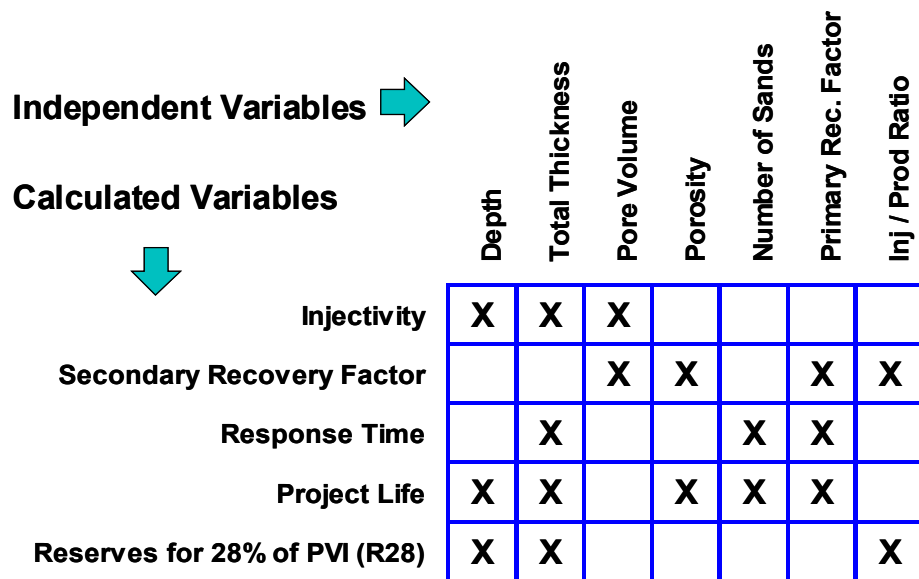


Figura 7 : Dependencia de las variables en el método estadístico R-28

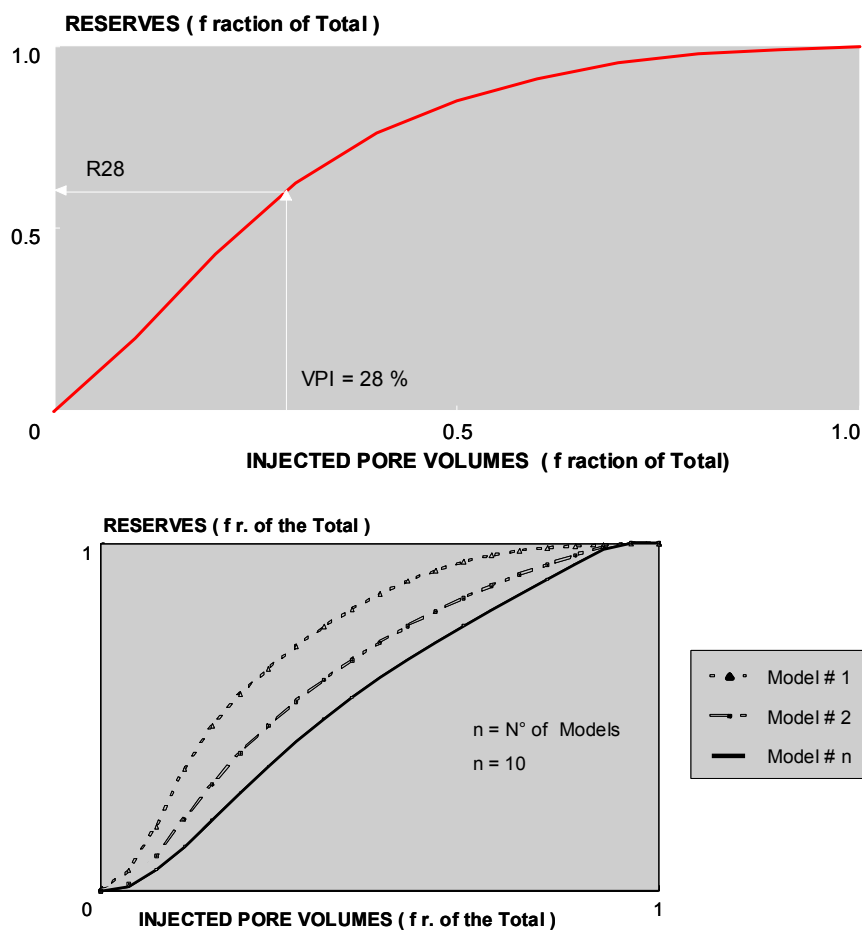


Figura 8 : Se encontró que para el 28% del volumen poral total inyectado, la fracción de reservas recuperada era característica de cada proyecto. A este valor se lo definió como R-28 y se lo usó para el diseño de los proyectos futuros.

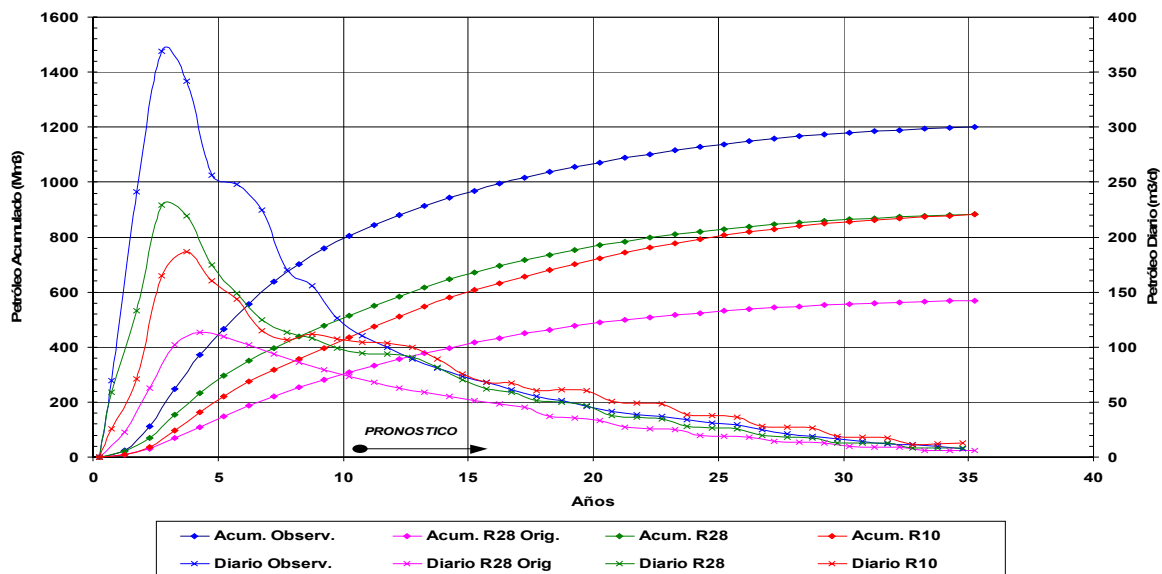


Figura 9 : Comparativa de producción real (azul), pronóstico R-28 original (rosa), pronóstico R-28 mejorado (verde) y R-10 (rojo). La producción en m3ppd se lee en eje derecho y la acumulada en Mm3p en el eje izquierdo. Para este proyecto en particular, todos los métodos predicen menos que lo real.

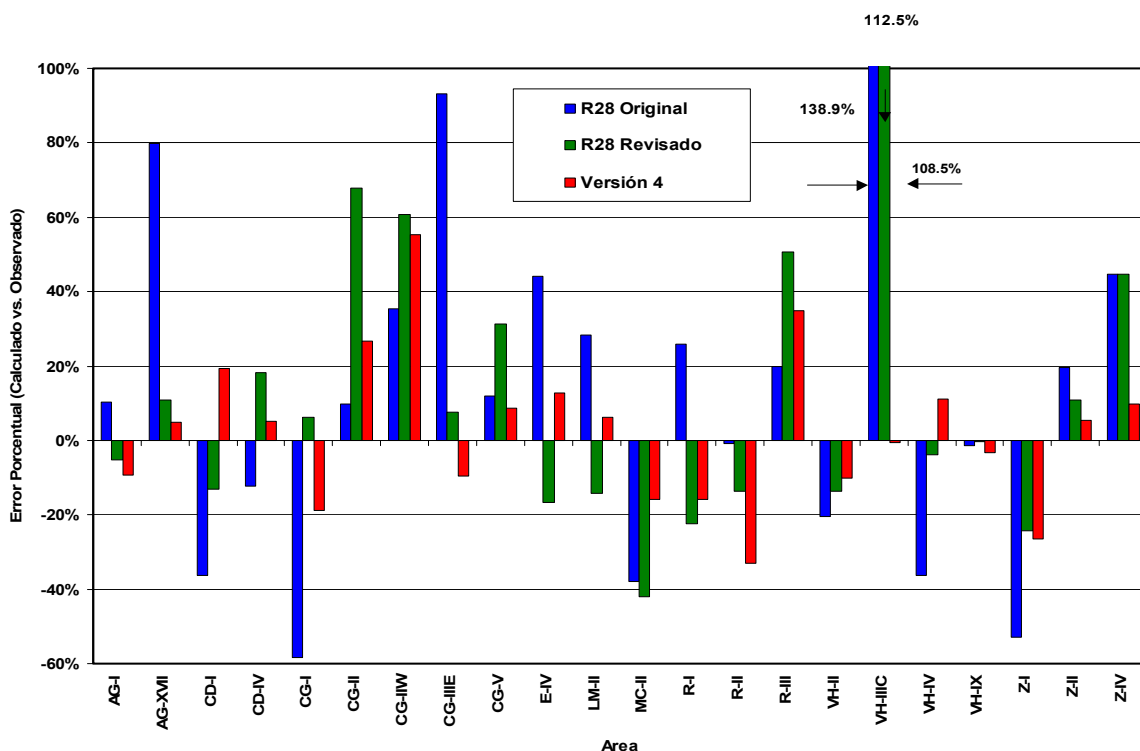


Figura 10 : Gráfico de barras con los errores porcentuales entre lo que predicen cada uno de los métodos respecto de lo observado o real de cada bloque de secundaria.

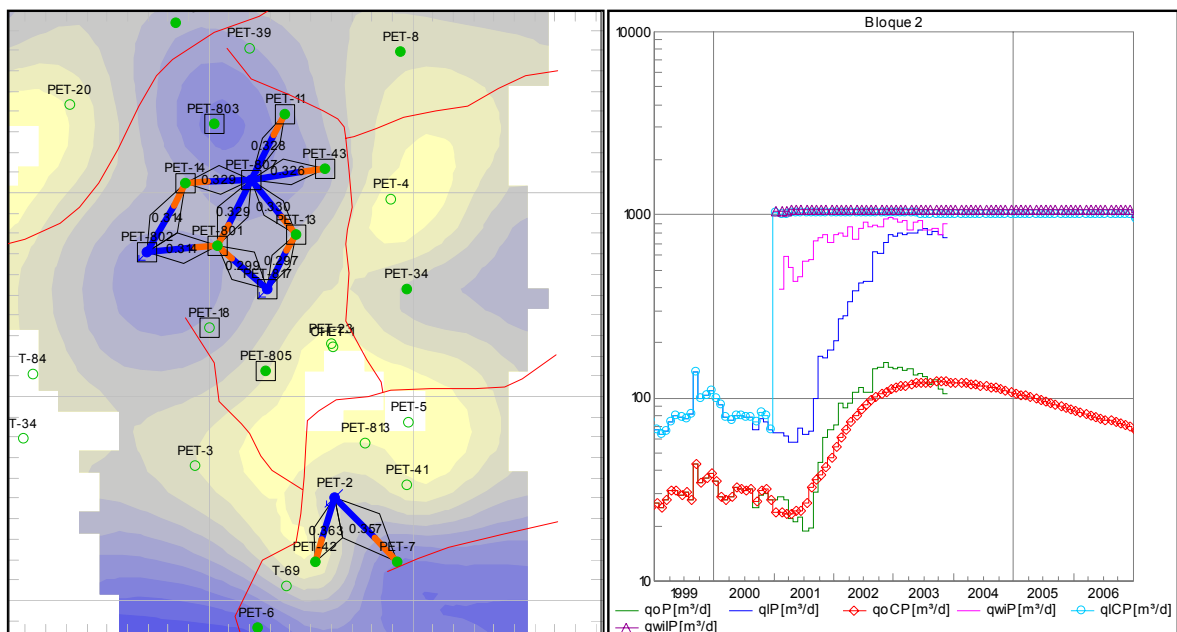


Figura 11 : Simulación realizada con el nuevo Software adquirido por Pan American en 1999. Se observa un mapa isopáquico de una de las capas, con las fallas en rojo, los pozos y las mallas. También se muestran las saturaciones de petróleo para cada una de las mallas. El gráfico muestra el pronóstico de producción en rojo, y la producción real en verde. Fluido real en azul y pronosticado en celeste. Inyección real en rosa y pronosticado en amarillo.

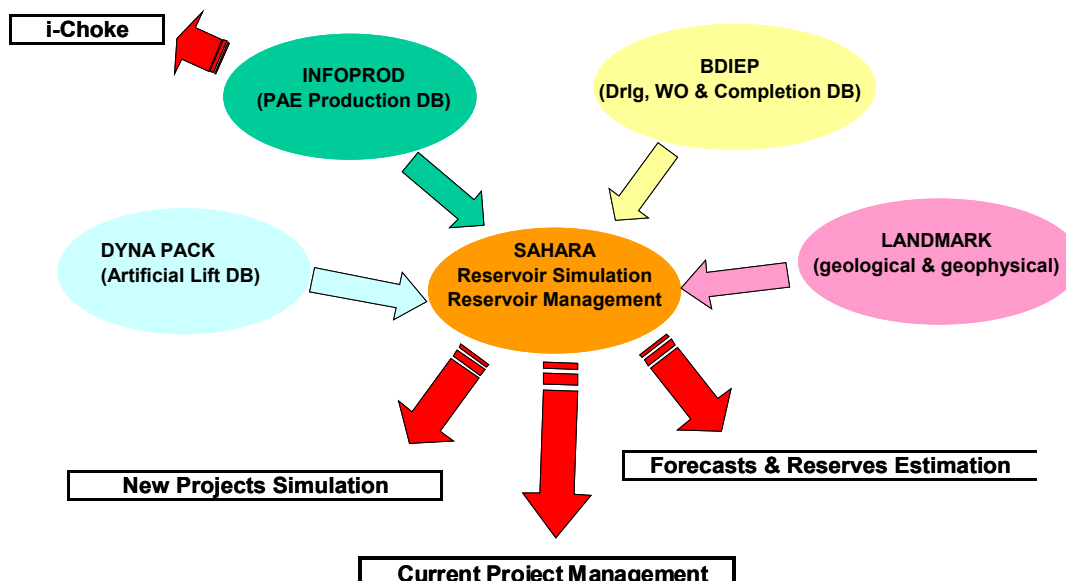


Figura 12 : Nuevo esquema de flujo de información, en donde se utilizan las distintas bases de datos disponibles, se cargan en el software de reservorios y se simulan y monitorean los proyectos de secundaria.

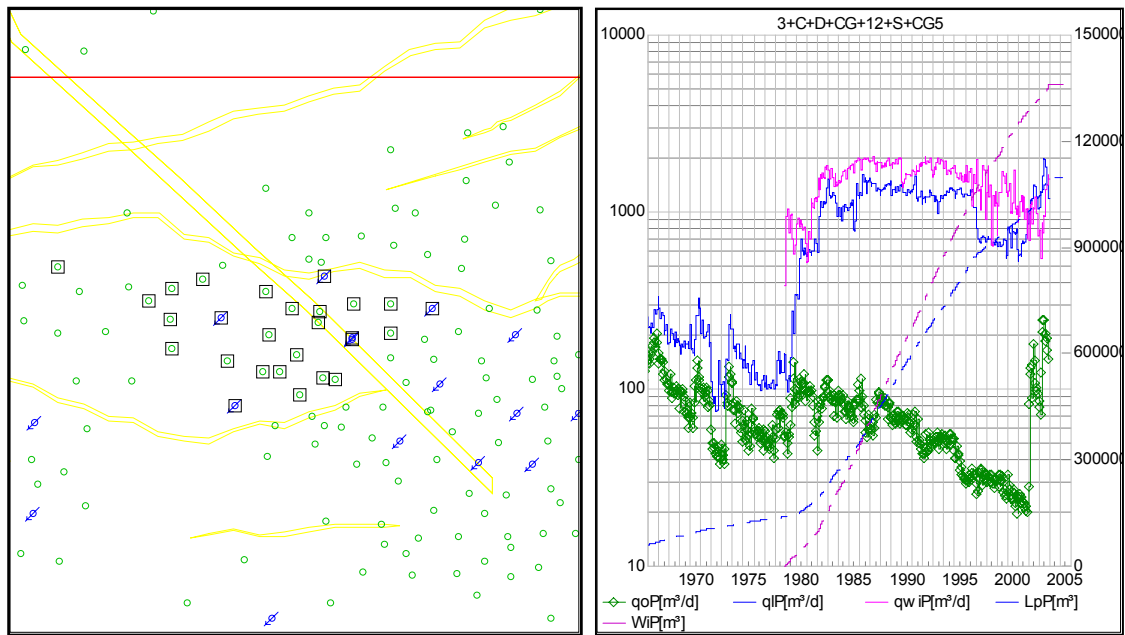


Figura 13 : Visualización software de reservorios: Las curvas punteadas muestran un desbalance entre extracción (azul) e inyección (rosa). Este es un indicador rápido del nivel de subexplotación del bloque. Aquí se perforaron in-fills, se adecuó capacidad extractiva y se repararon pozos. La curva verde muestra el crecimiento de la producción (de 20 m3ppd a 200 m3ppd).

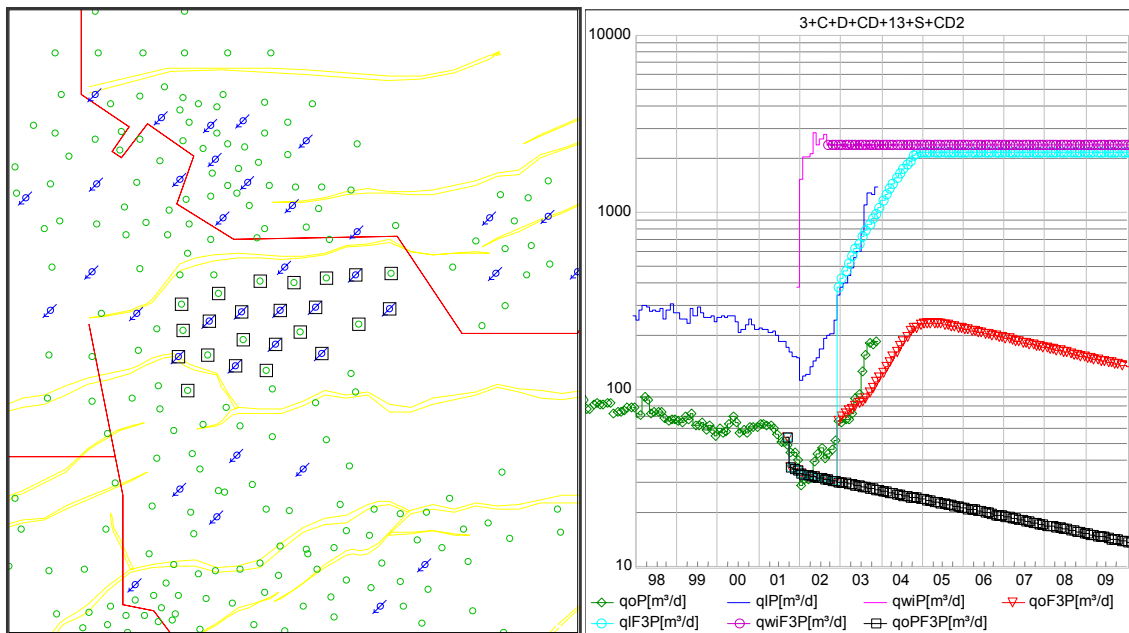


Figura 14 : Visualización Software de reservorios - Control de Gestión por bloque. Se observan los distintos pronósticos (petróleo en rojo, petróleo primaria en negro, fluido en azul claro e inyección en rosa) versus el comportamiento real.

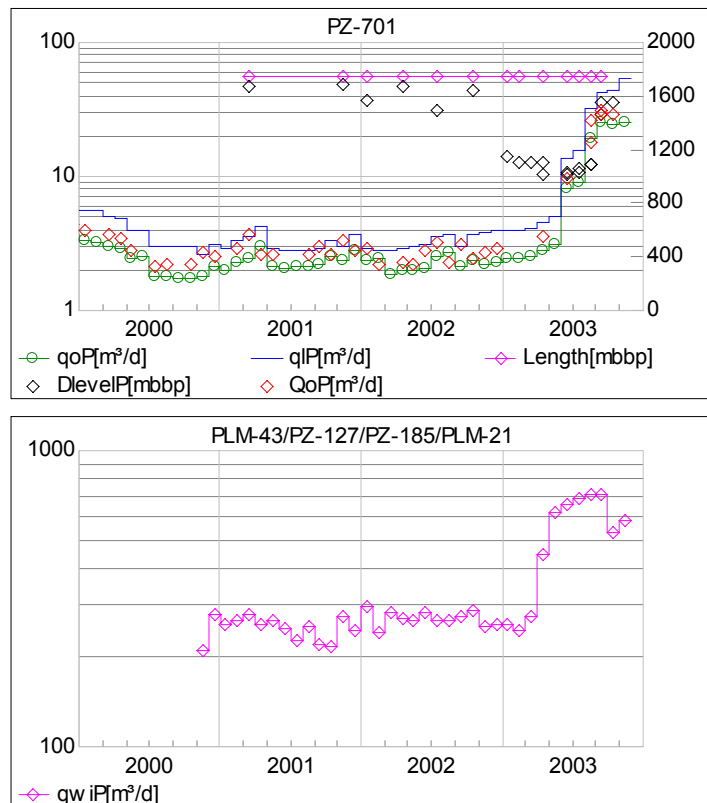
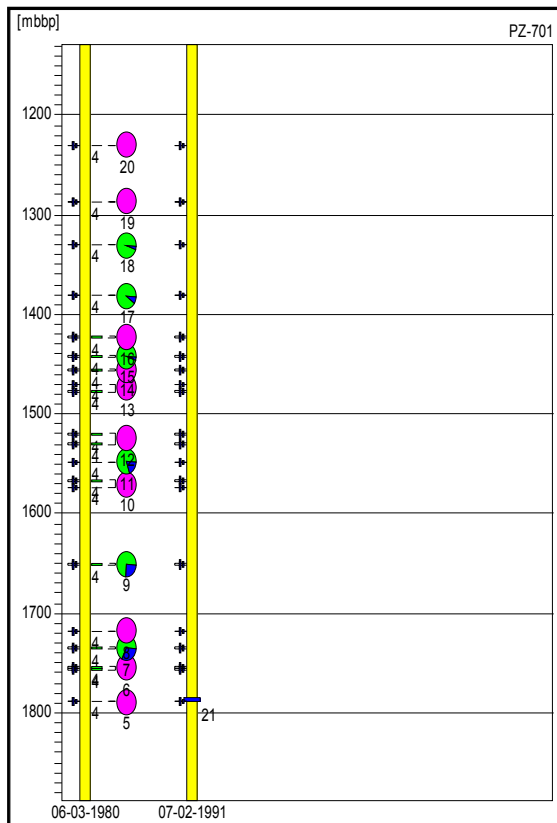


Figura 15 : Control de Gestión por pozo. En este caso se muestra un pozo productor, con la producción de petróleo (verde oscuro) y fluido (azul), los controles de producción (rombos rojos) y los niveles (rombos negros). La profundidad de la bomba se muestra con los círculos rosas, 1753 mts. Sumergencia 195 mts. El gráfico de abajo muestra la inyección de un grupo de inyectores de la malla. A la izquierda se observa un esquema del pozo productor con los ensayos y las fechas de intervención. Los círculos rosas indican capas sin entrada.

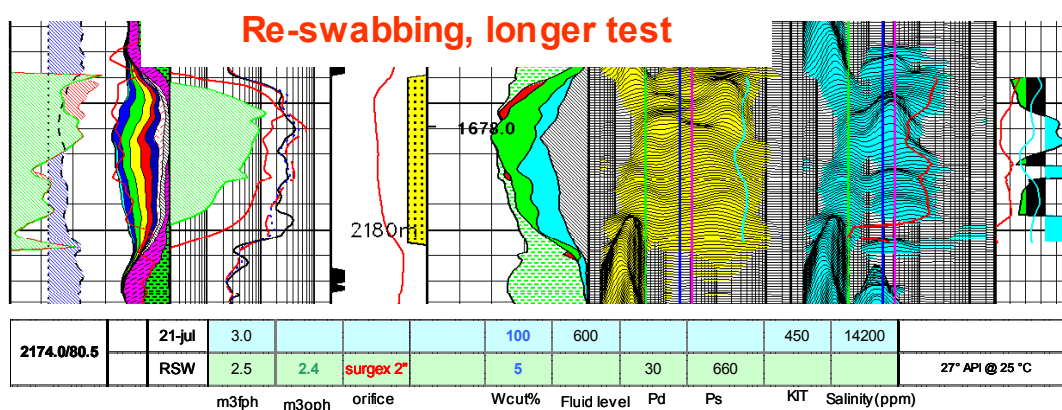


Figura 18 : Perfil de resonancia magnética nuclear. Inicialmente se observa un caso en el que la señal del perfil es claramente petróleo y la capa ensayó 3000 l/h con el 100% de agua. Debido a la señal del RMN, se re-ensayó el resultado final fue surgente por orificio de 2", 2400 l/h con el 6% de agua.

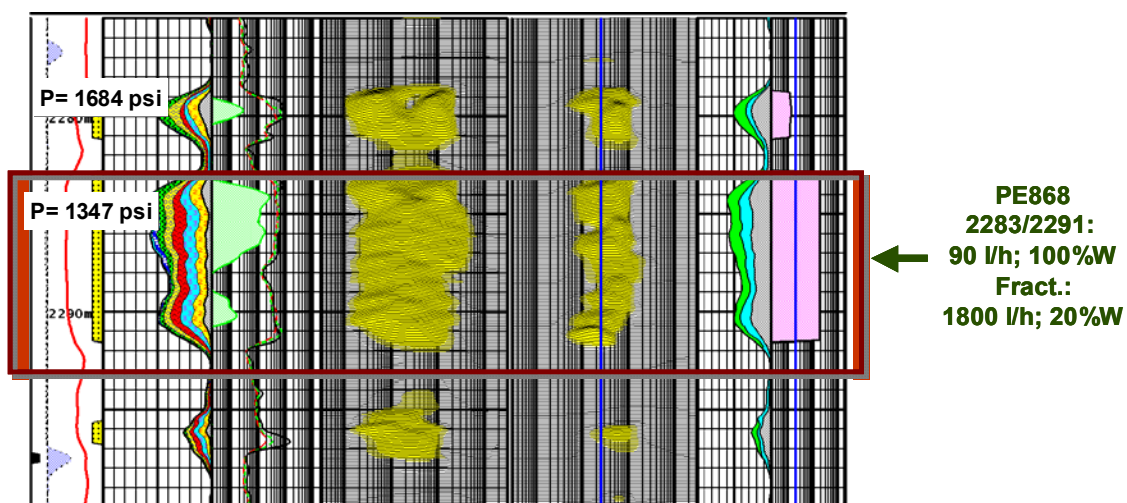


Figura 19 : Perfil de resonancia magnética nuclear. En este caso el ensayo inicial fue 90 l/h con el 100% de agua. La señal del RMN es claramente petróleo. Se fractura la capa y el ensayo posterior da 1800 l/h con el 24% de agua.

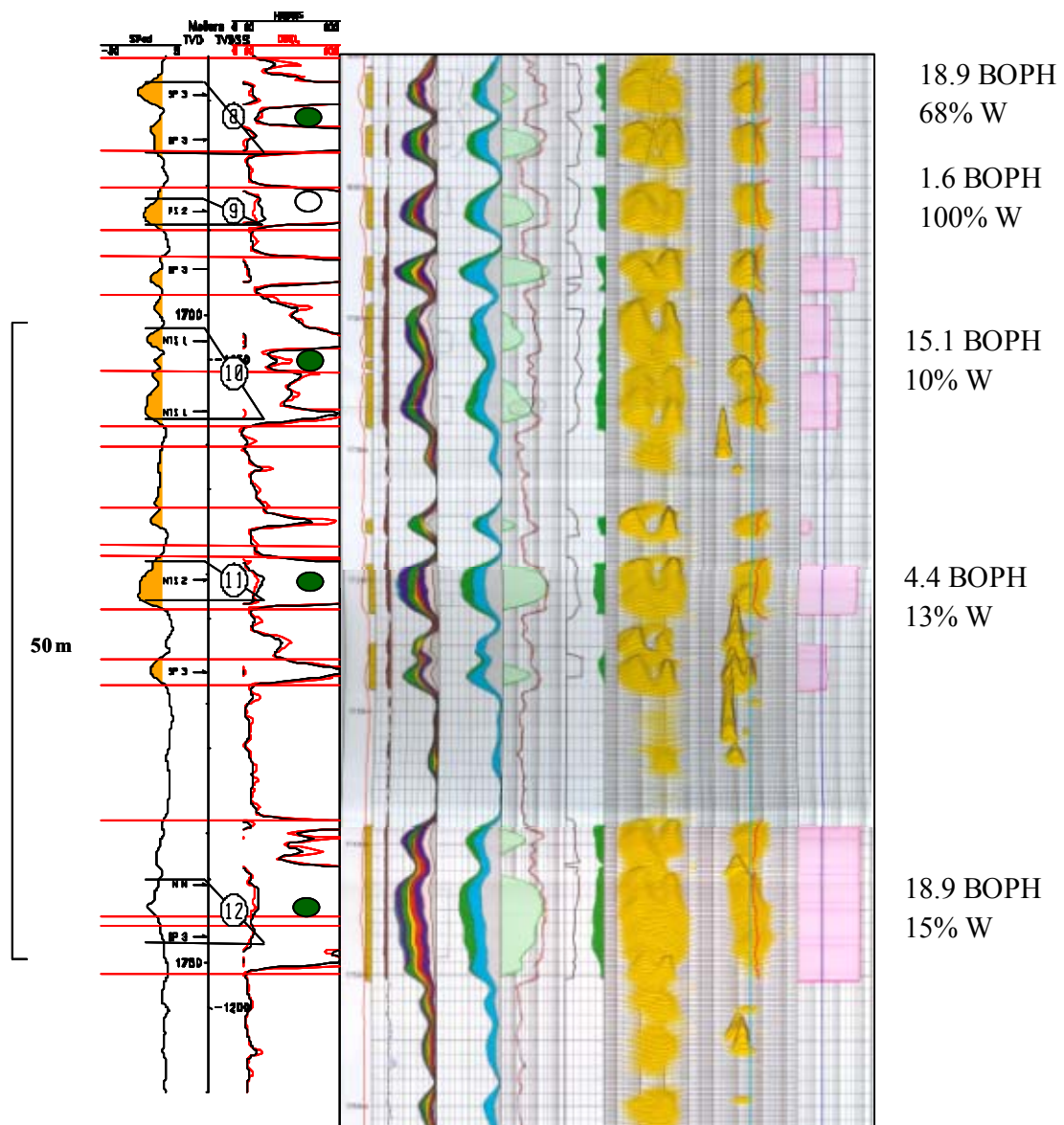


Figura 20 : Perfil de resonancia magnética nuclear. Se observa claramente el nivel de aciertos.

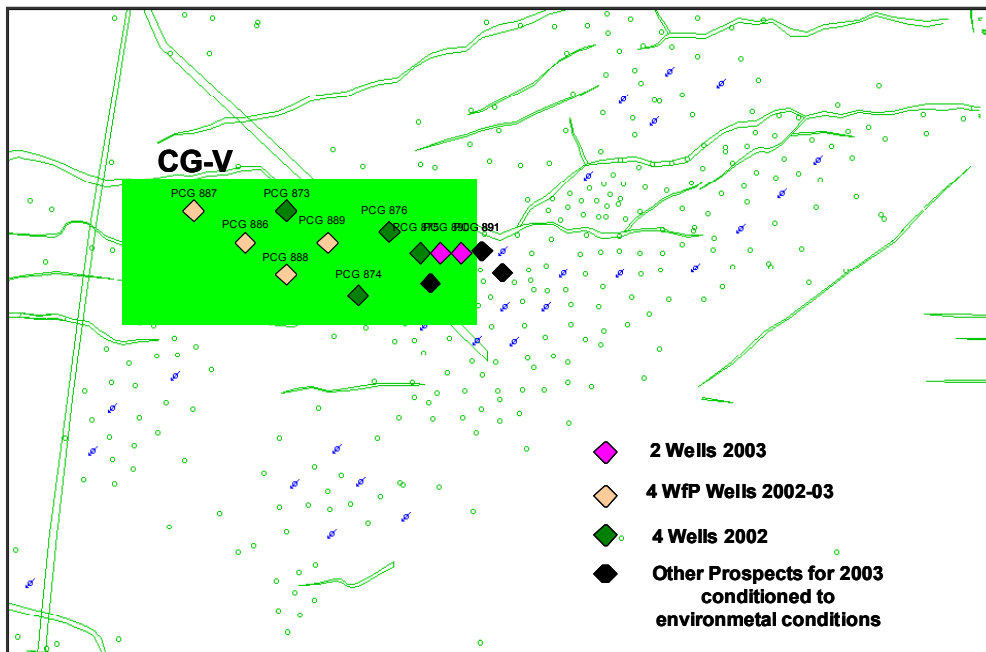


Figura 21: Campaña de perforación de pozos in-fill en uno de los bloques de CD.

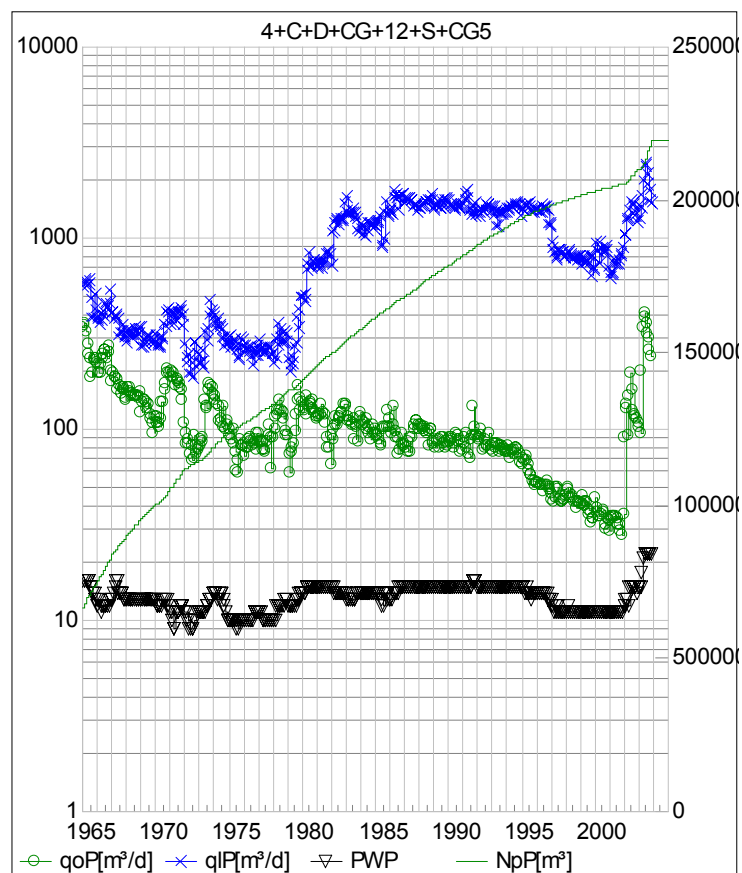


Figura 22: Resultados en producción del Bloque mostrado en la Figura 21. La curva verde muestra el incremento de producción de 30 m3opd a 400 m3opd (11 pozos perforados). Incremento de 140 Mm3p acumulados en 24 meses.

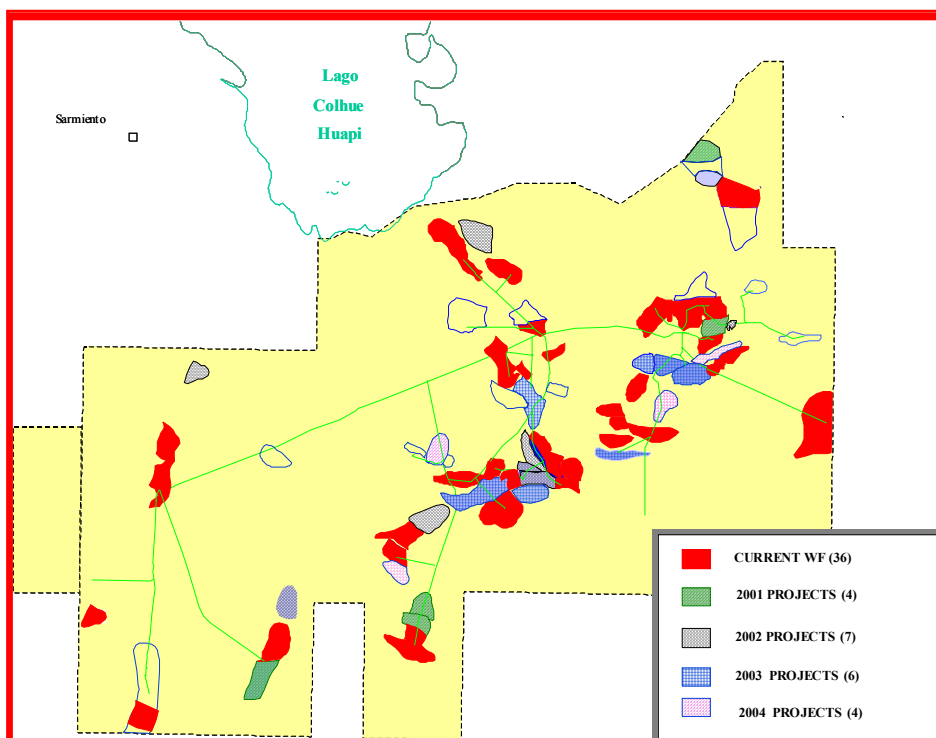


Figura 23: Nuevo mapa de Recuperación Secundaria del Area de CD: 43 proyectos en marcha (23 proyectos implementados entre nuevos proyectos y ampliaciones de proyectos existentes), 350 inyectores y 76,000 m3apd en inyección.

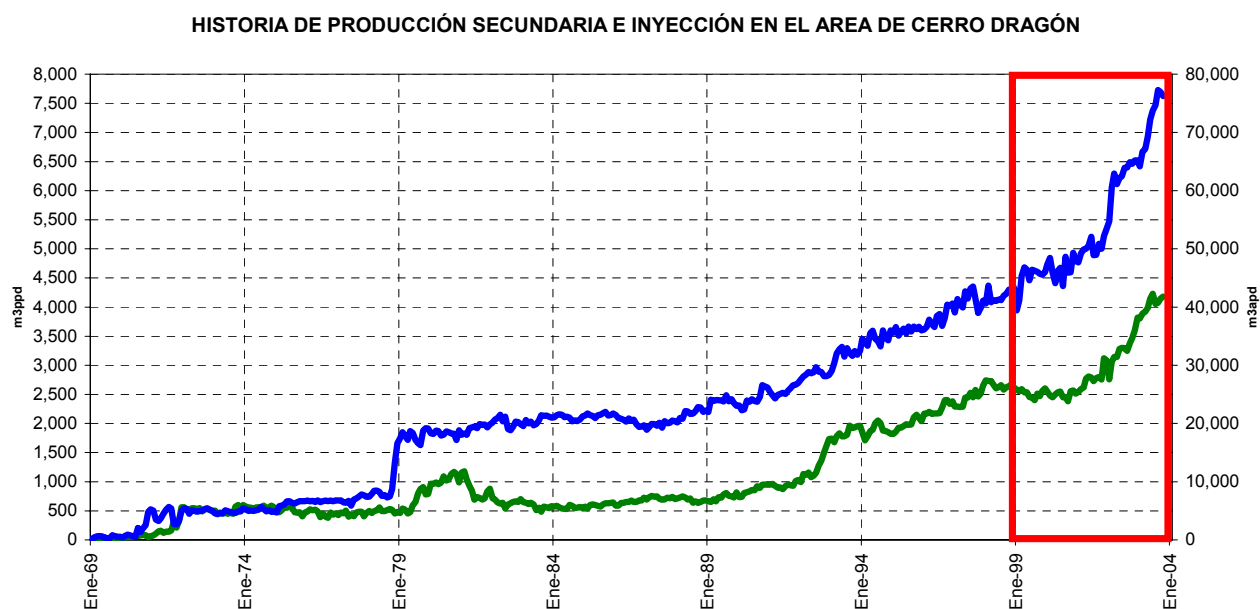


Figura 24: Incremento de producción secundaria (60%) e inyección (95 %) entre 1999 y 2003.

Evolución de las Reservas de WF en Mm3o

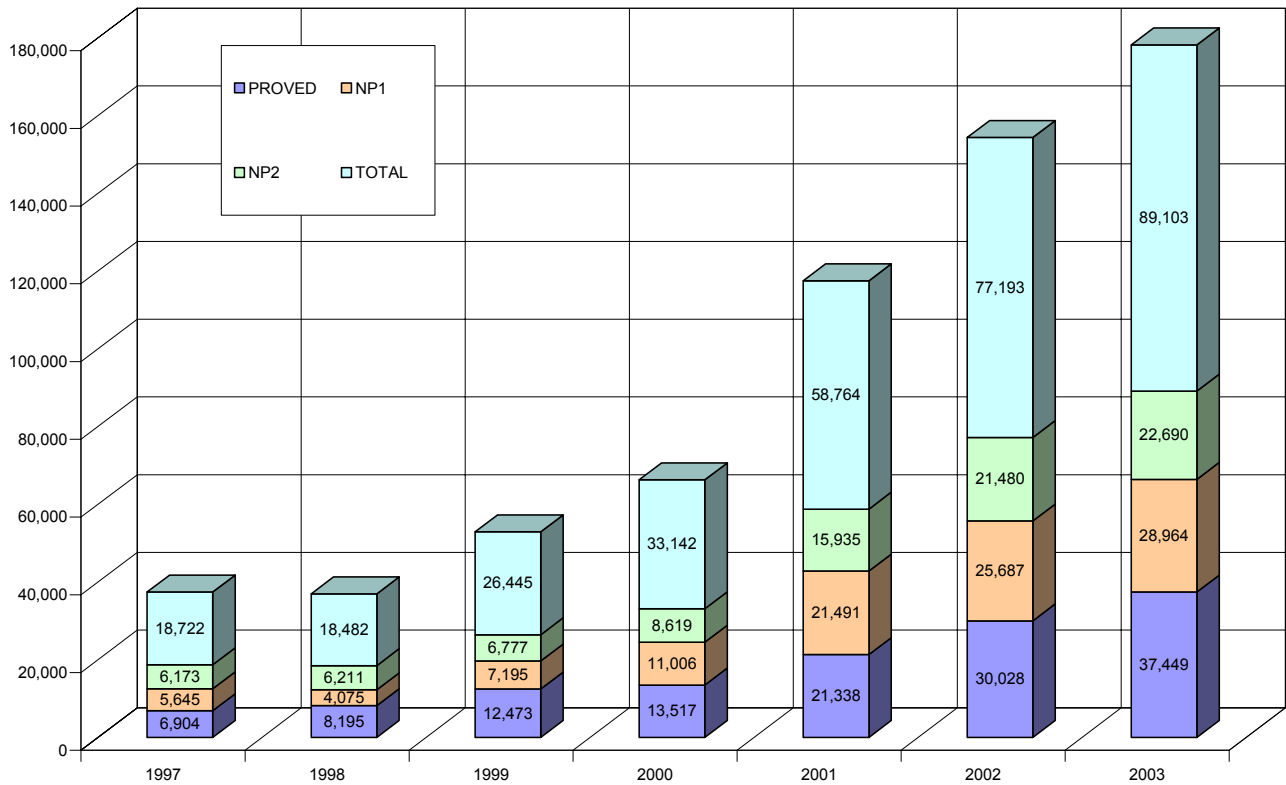


Figura 25: Incremento de reservas de secundaria. Entre 1999-2003, 237% de incremento en las reservas de secundaria totales y 200% de incremento en las reserva probadas.