

## PLAN DE MONITOREO DE BLOQUE 40

Sofía Kuntz, YPF, [sofia.kuntz@ypf.com](mailto:sofia.kuntz@ypf.com)

### Sinopsis

El objetivo del presente plan de monitoreo es “Incrementar la producción de petróleo por recuperación secundaria”, de un yacimiento de la cuenca del Golfo San Jorge con una historia de 36 años de producción 12 años de inyección.

Para lograrlo se utilizó una metodología que consta de las siguientes etapas:

- ❖ **Análisis de situación inicial:**  
Para realizarlo se utilizaron las siguientes herramientas: curvas de historia de producción e inyección, análisis declinatorio de curva de producción de petróleo, gráfico de relación agua petróleo vs petróleo acumulado, balance de fluidos en reservorios, análisis de asignación de producciones de malla por método IWR, gráficos de volúmenes porales inyectados en función del factor de recobro.  
En el desarrollo del trabajo se muestra cada uno de los análisis antes mencionados a nivel bloque, y dos ejemplos de aplicación en dos mallas.
- ❖ **Determinación de las acciones a realizar**, en conjunto con las áreas Geología e Ingeniería de Producción.
- ❖ **Evaluación y presentación de resultados obtenidos.**

*Aumento del 56% en la producción diaria*, generando, según la declinación utilizada, dos posibles escenarios. El I, tomado como escenario de mínima, utiliza la declinación más desfavorable y pronostica recuperar un 26% de petróleo adicional con respecto al comprometido en el Estudio. El II, que considera un declino más favorable, plantea que las reservas adicionales con respecto al estudio son del 65 %.

El incremental en el factor de recobro sería en el escenario I del 2% y en el II del 4 %.

- ❖ **Retroalimentación**, obteniéndose un ciclo de acciones que busca alcanzar la mejora continua.

Por medio de este trabajo técnico, queda demostrada la *importancia del proceso de monitoreo de Proyectos de Recuperación Secundaria* a lo largo de toda su historia de producción/inyección en el camino de búsqueda de la mayor eficiencia en recuperación y maximización de su valor económico.

Para lograr esto, cabe destacar la importancia del trabajo interdisciplinario y el compromiso compartido de cada uno de los integrantes del equipo.

## Introducción

La zona de estudio, denominada bloque 40, se encuentra en el Yacimiento Cañadón de la Escondida, a 25 km de Las Heras, Santa Cruz. El área de estudio abarca unos 14 km<sup>2</sup> pertenecientes al flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. La ubicación geográfica puede verse en la imagen a continuación (Imagen 1).

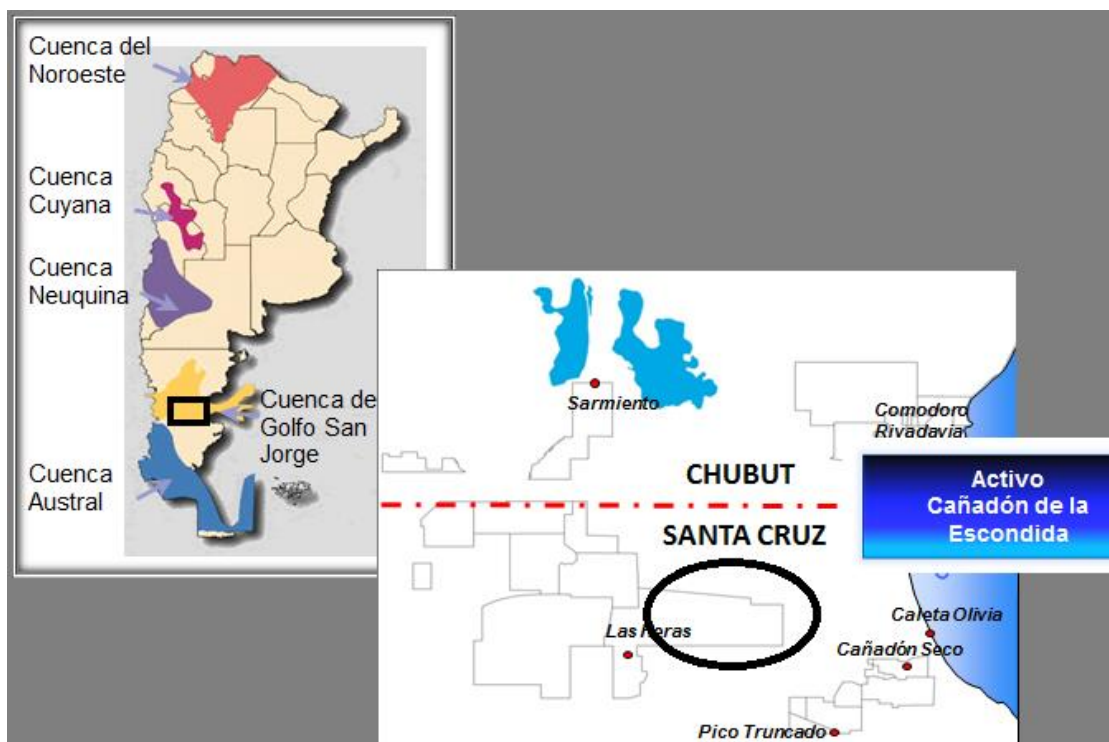


Imagen 1

El proyecto produce desde el año 1980. En el año 2001 se realiza el primer y único estudio de recuperación secundaria en la zona. La implementación tuvo lugar en el año 2004.

Mediante el mismo se eligieron 23 reservorios a inundar, los cuales presentan las mejores características petrofísicas. Estos representan el 59 % del OOIP total de la zona en consideración. Según el prorrateo, la producción acumulada de petróleo de estas capas en función de las totales es del 66%.

Mediante el proyecto de inyección de agua, se planteaba incrementar la producción en un 50% con respecto a la acumulada total actual. La disposición de las mallas de inyección propuestas puede verse en la Imagen 2, la misma se eligió buscando maximizar la cantidad de reservorios a contactar, y la distancia entre productores e inyectores. Para lograr este incremento, se planificó inyectar 700 m<sup>3</sup>/día, a través de la conversión de 5 pozos productores a inyectores. Los productores involucrados en los patterns son 25, de los cuales solo 9 están activos a la fecha de realización del presente estudio.

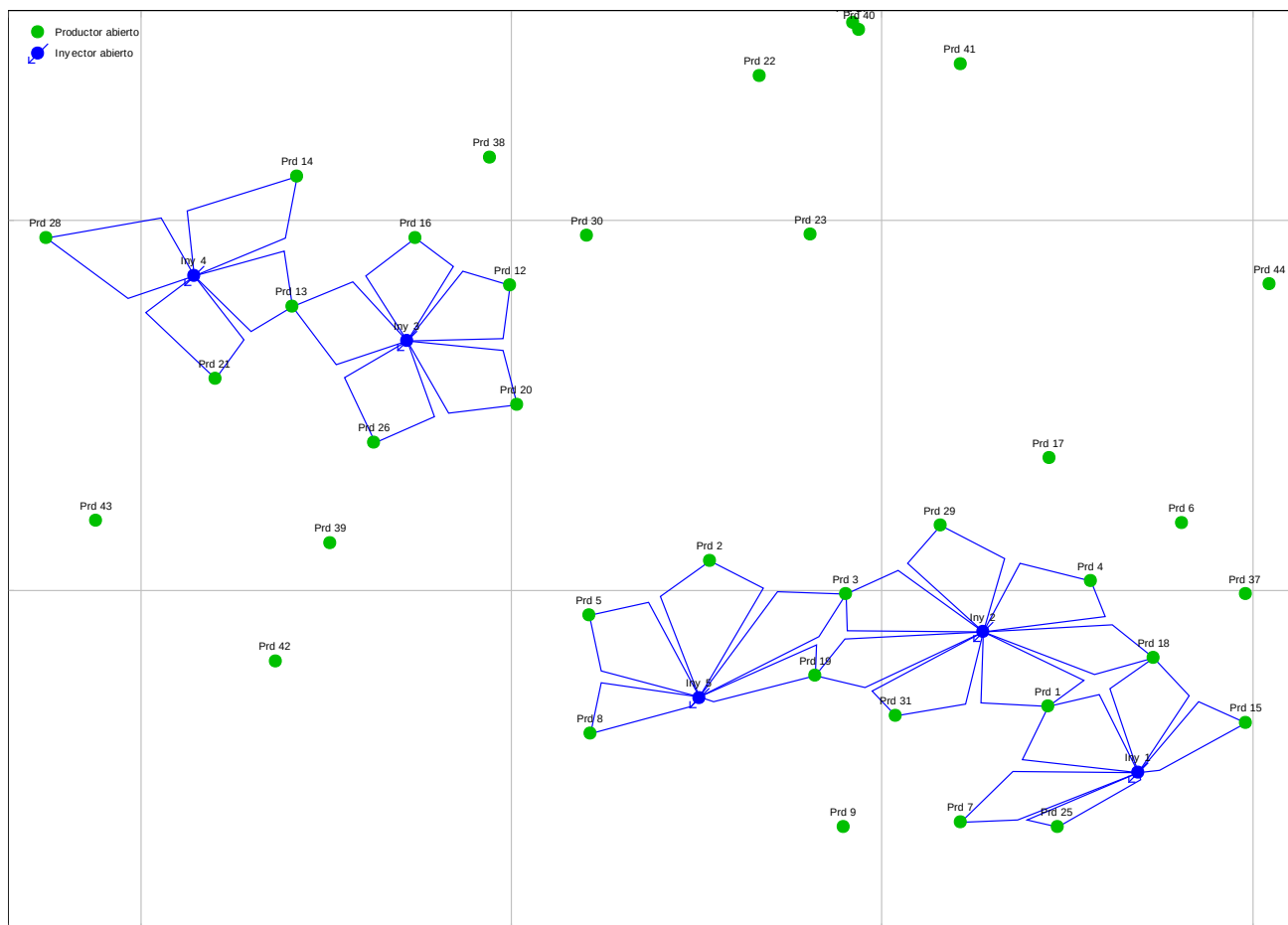


Imagen 2

## Desarrollo

Con el objetivo de identificar oportunidades que permitan el incremento en la producción de petróleo por recuperación secundaria, se inicia con la aplicación de la metodología mencionada con anterioridad en la sinopsis.

Existen varios niveles de detalle a analizar: proyecto, malla, pozo y capa. En el presente plan se muestran todos los antes nombrados excepto el más detallado, a nivel capa.

A continuación se muestra el realizado a nivel proyecto, citando cada una de las herramientas que se utilizaron para tal fin.

### 1) Curvas de producción

En primera instancia se analiza la historia de producción del bloque desde sus inicios, solo en la zona seleccionada para el proyecto de recuperación secundaria, a través de curvas de caudal de líquido producido, caudal de petróleo producido (tanto por primaria como por secundaria), caudal de inyección de agua, corte de agua, cantidad de productores e inyectores activos. Esto es presentado en la Imagen 3.

Aclaraciones con respecto al gráfico de producción:

- En el **eje de las abcisas** se representan los años en consideración; en el **eje de las ordenadas principal** se grafica el caudal en  $m^3$ , y por último en el **eje de las ordenadas secundario** la cantidad de pozos y el corte de agua (%).

- Significado de las siglas en el gráfico: WcutP%: corte de agua, IWP: cantidad de inyectores, PWP: cantidad de productores, qoP ( $\text{m}^3/\text{DC}$ ): caudal diario de petróleo total, qoPP ( $\text{m}^3/\text{DC}$ ): caudal diario de petróleo por recuperación primaria, qoSP ( $\text{m}^3/\text{DC}$ ): caudal diario de petróleo por recuperación secundaria, qlP ( $\text{m}^3/\text{DC}$ ): caudal diario de líquido producido, qwiP ( $\text{m}^3/\text{DC}$ ): caudal diario de agua de inyección.

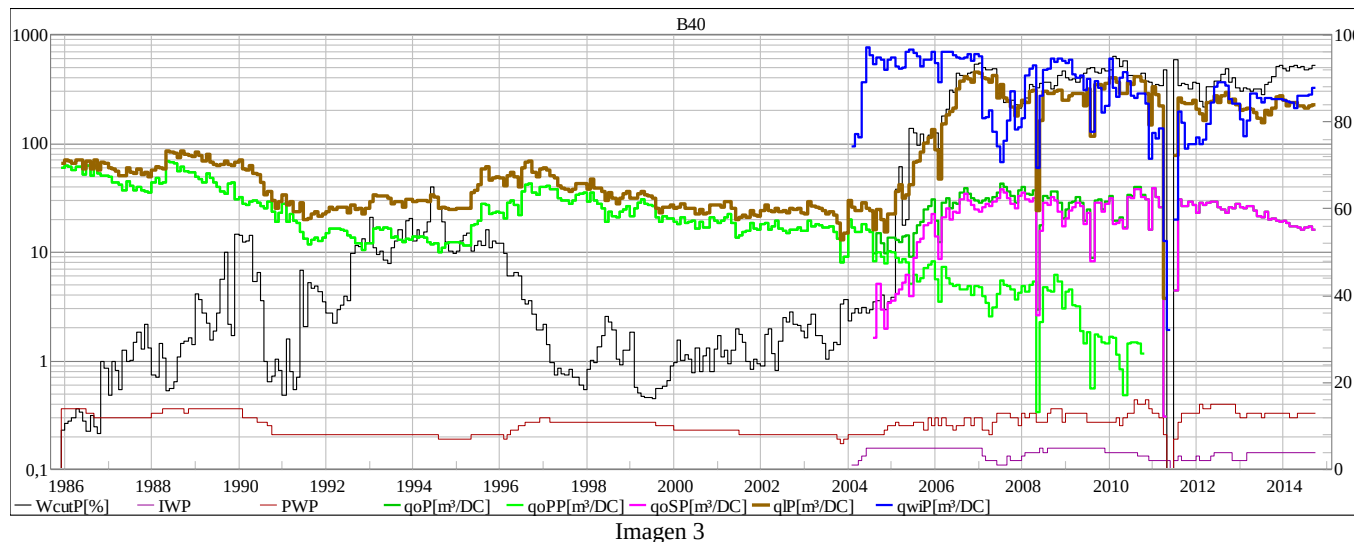


Imagen 3

La historia de producción comienza en el año 1980. Hasta el año 2004 la producción corresponde a recuperación primaria.

Si tomamos en consideración la totalidad de los productores en el proyecto, incluyendo a los no afectados por la inyección de agua, la acumulada total por primaria al día de la fecha es un 25% superior a la comprometida en el estudio. Además, proyectando la producción hasta el límite económico, el incremental asciende al 45 %.

El inicio de la inyección fue en febrero de 2004 y para junio del mismo año estaban los 5 inyectores en servicio. La respuesta en aumento de caudal de líquido y corte de agua comienza a verse 8 meses después de comenzar a inundar los reservorios. Hasta el año 2007 el caudal promedio de inyección era de  $700 \text{ m}^3/\text{día}$ , con los 5 pozos inyectores en servicio. A mediados de ese año se cierran 4 pozos inyectores, por presión entre-columna. Estos hechos desencadenaron una gran inestabilidad en los caudales de inyección, lo cual se ve reflejado en la afectación de la producción meses posteriores. Recién a partir del año 2013 se logra estabilizar la misma, y el número de inyectores activos alcanza los cuatro, con un caudal promedio de inyección de  $250 \text{ m}^3/\text{día}$ .

En cuanto a los productores activos, en ningún momento de la historia se superaron los quince pozos, diez menos que los planteados en el estudio. Existen productores que nunca estuvieron en producción (3 en total). Actualmente, los productores activos son catorce en total. La malla del inyector inactivo posee todos los productores en RRS (cuatro en total).

La disposición de las mallas a la fecha de septiembre de 2014 se pueden observar en la imagen 4.

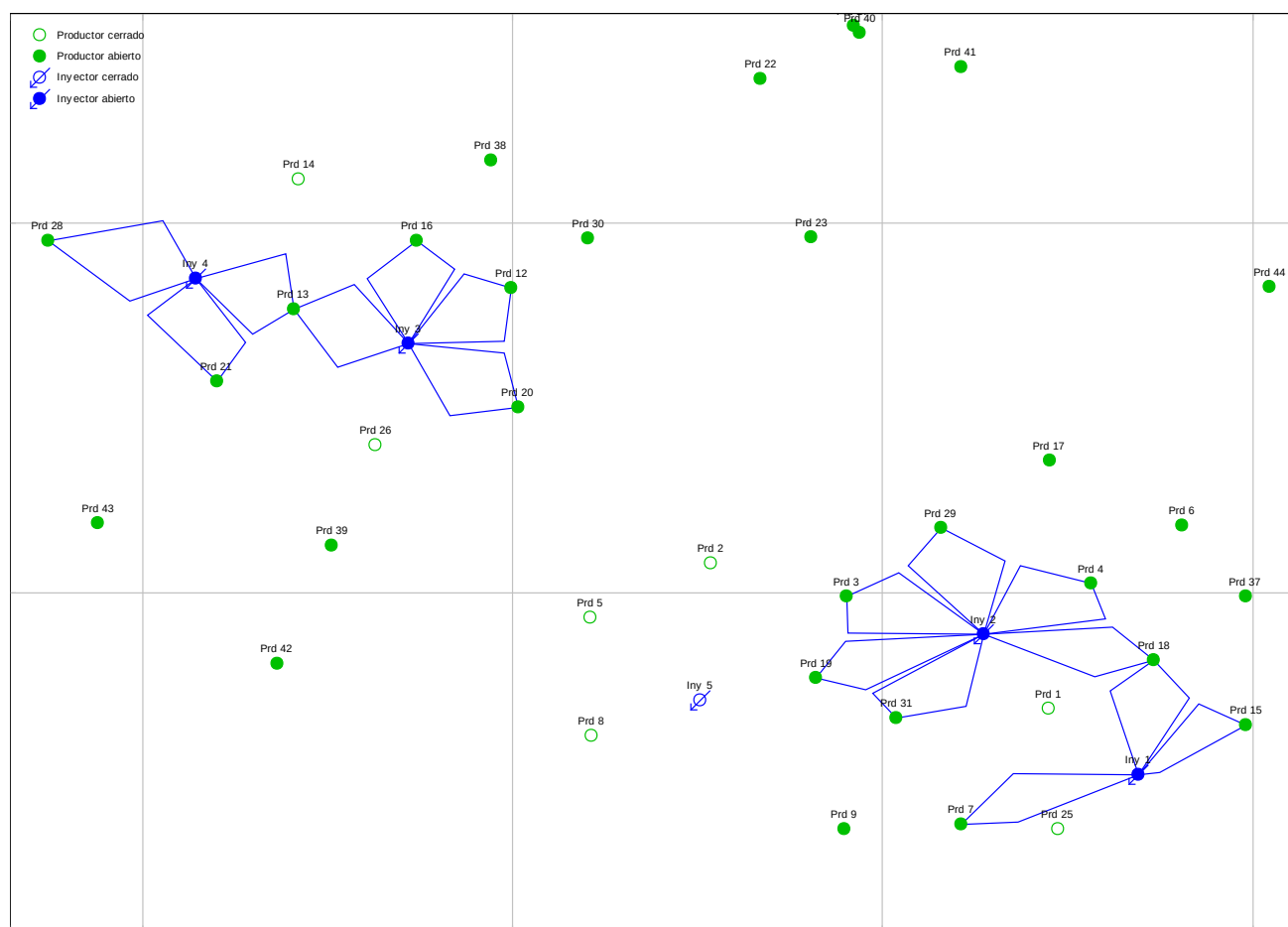


Imagen 4

A continuación se mencionan algunos indicadores en función de cantidad de pozos en servicio y caudales:

- Relación productor/inyector: 3,5
- Relación caudal de líquido/inyección: 0,74
- Relación inyección/caudal de petróleo: 19

Por lo tanto se debe inyectar  $19 \text{ m}^3$  para recuperar  $1 \text{ m}^3$  de petróleo por recuperación secundaria. De estos  $19 \text{ m}^3/\text{día}$ , el 74 % es obtenido en superficie como caudal de líquido, producido por un promedio de 3,5 productores para cada inyector.

## 2) Análisis declinatorio:

Se realizaron dos análisis declinatorios en diferentes períodos, utilizando la curva de producción de petróleo por secundaria. Se utilizó el tipo de declinación exponencial, con tasa efectiva anual, ya que se toman periodos de producción cortos.

El primero de ellos fue obtenido durante el período de mayor estabilidad referido a cantidad de productores e inyectores y caudal de inyección. Con esto se buscó aislar en mayor medida la curva de producción de los ruidos de superficie producidos, como por ejemplo: paros de pozos, intervenciones, etc. Este momento está comprendido entre las fechas julio de 2012 a mayo de 2013.

El valor de declino de este período se encuentra en el rango de la mayoría de los proyectos de la cuenca. La determinación del mismo puede verse en la Imagen 5. Este fue utilizado para realizar el pronóstico de recuperación de petróleo en el caso que se hubiese podido mantener el declino en este orden, sin el cambio brusco de pendiente obtenido años después. Esta proyección más adelante será utilizada para comparar los distintos escenarios de resultados obtenidos.

A mayo de 2013 la acumulada alcanza el 80% de la comprometida en el estudio. Si se proyecta a partir de esta fecha, el total a recuperar se ve incrementado en un 50 %, siendo el FR un 3 % superior.

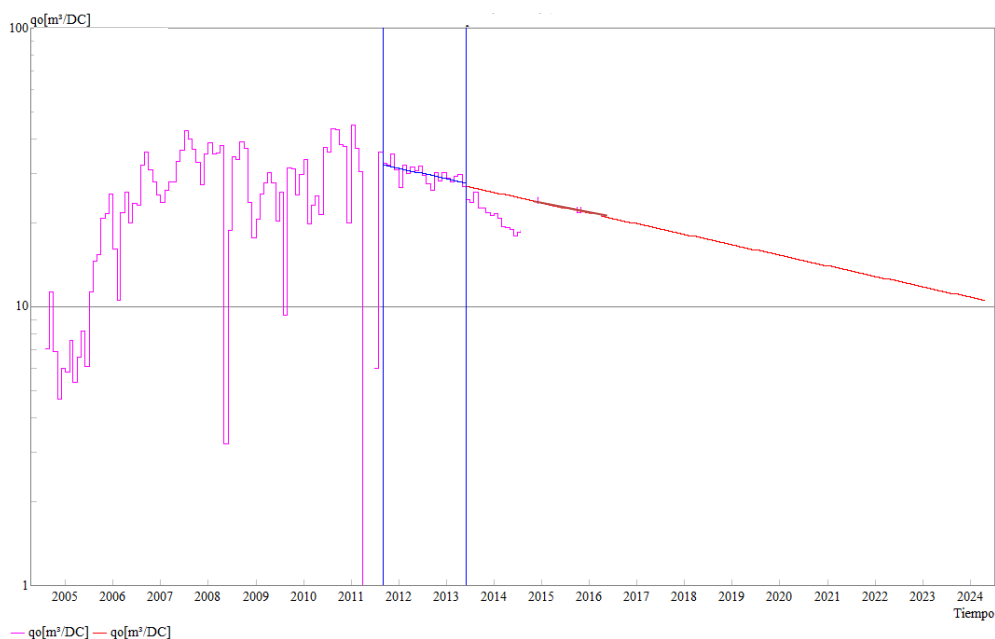


Imagen 5

El segundo análisis declinatorio es realizado en el período que sucede al antes analizado, comprendido entre las fechas de mayo de 2013 a septiembre de 2014 (se puede ver en la Imagen 6). Se toma este momento ya que el valor del declino cambia bruscamente, estando más cerca de valores obtenidos en períodos de recuperación primaria.

En septiembre de 2014, la acumulada alcanzaba el 90% de la proyectada por el estudio, y teniendo en cuenta las reservas disponibles se alcanzarían la totalidad del mismo. Si bien con estos valores se estaría cumpliendo con lo planteado, el primer análisis declinatorio indica que el potencial es aún mayor.

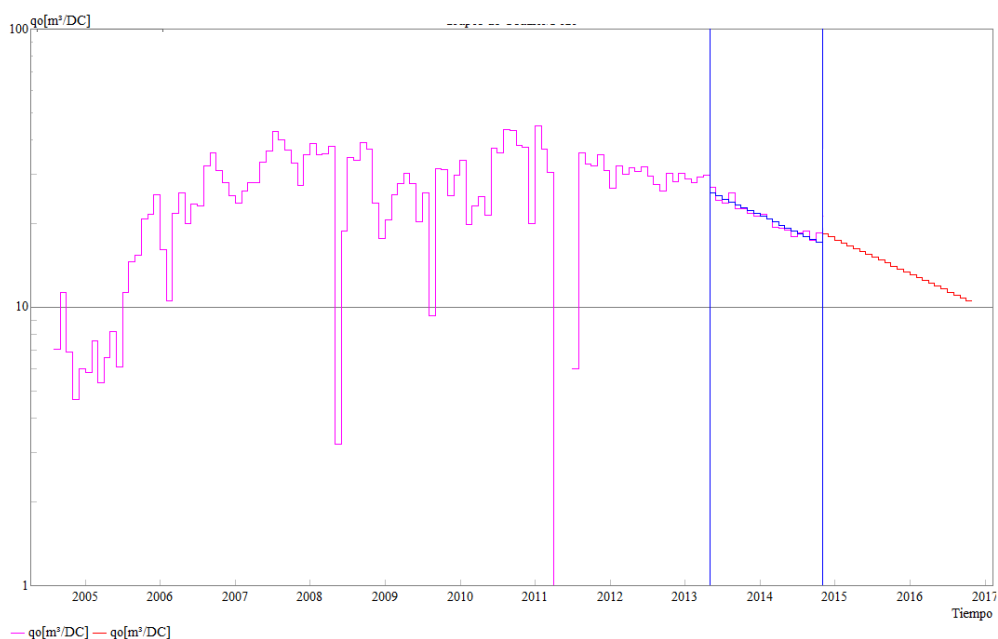


Imagen 6

### 3) Gráfico WOR (“Water Oil Ratio”, Relación Agua Petróleo en español) vs Np

Como continuación del análisis a nivel bloque, se presenta el gráfico de WOR vs Np en la Imagen 7. En el mismo se marcaron con líneas de tendencia donde los períodos en donde la curva crece. En los demás, el comportamiento se asemeja a una línea recta constante. Esto indica que no se está siendo eficiente en la recuperación, y que existen oportunidades de optimización.

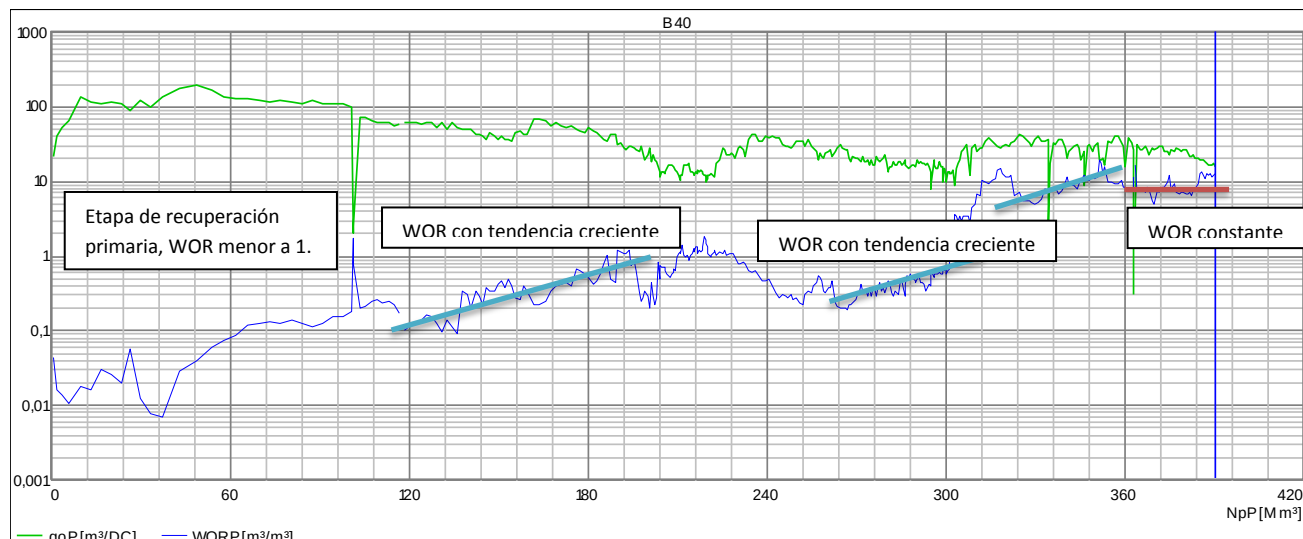


Imagen 7

### 4) Gráfico de balance de fluidos en reservorio:

La siguiente herramienta nos muestra el balance de fluidos en reservorio, tomando en consideración el caudal de líquido producido a lo largo de toda su historia de producción y el caudal inyectado.

En la Imagen 8 se observan 5 curvas (todas ellas representan caudales acumulados).

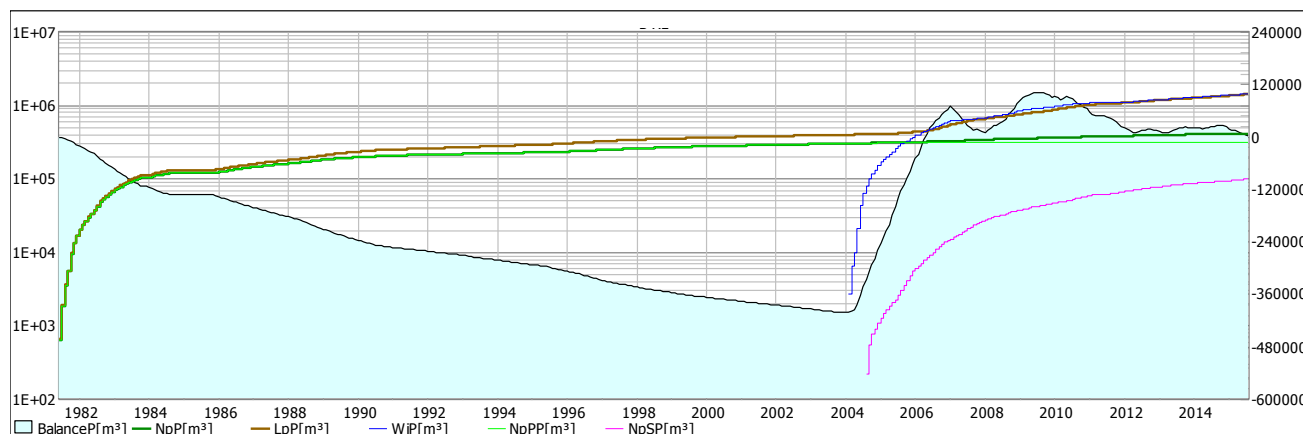


Imagen 8

La curva azul plotea el caudal de líquido inyectado a la formación, el marrón el caudal de líquido producido. Las curvas verde más oscuro, mas claro y rosa son las de petróleo total, por primaria y secundaria respectivamente.

La zona sombreada en celeste muestra el balance de fluido, el cual es producto de la resta del caudal de líquido producido y el agua inyectada. Es decir que indica cuanto líquido del que se está inyectando es recuperado en superficie, una vez que se produjo el llenado del reservorio.

El gráfico debajo muestra que el llenado del reservorio se produjo en menos de dos años, con una fuerte pendiente de crecimiento, esto se debe a que el caudal de inyección al inicio era considerablemente mayor al

de extracción. Entre 2008 y 2010 hubo un nuevo período de crecimiento brusco, el cual fue corregido a partir de 2012.

Al momento de análisis (octubre de 2014), el caudal de agua inyectada es un 2% superior al líquido producido.

Si bien no es una cuestión crítica en el desempeño de esta zona, es importante tenerlo en cuenta al momento de realizar las acciones, para continuar manteniendo el balance de líquidos controlado.

Consideraciones sobre el gráfico:

Significado de las siglas: BalanceP (caudal de agua de inyección menos caudal de líquido producido), NpP (acumulada de petróleo total), LpP (acumulada de líquido producido), WiP (caudal de líquido inyectado acumulado), NpPP (acumulada de petróleo por recuperación primaria), NpSP (acumulada de petróleo por recuperación secundaria).

### **5) Alocación de producciones de malla por método IWR**

Este método es utilizado con el fin de obtener coeficientes de aloación para cada inyector, a partir de datos de producción de la malla. Considera para cada productor que porcentaje del líquido producido corresponde al inyector en su pattern. Luego para cada inyector realiza una relación entre el caudal inyectado y el líquido asociado producido. Cuanto más cercano a 1 sea este valor, mejor es el desempeño del inyector dado que significa que se encuentra en balance.

En la Imagen 9 se muestran los coeficientes obtenidos para cada inyector del proyecto a la fecha de septiembre de 2014, colocados encima del mapa de mallas para saber cuáles son los productores involucrados para el cálculo en cada uno de los inyectores. Se representa por un círculo, coloreado según escalas dependiendo de su valor. El mínimo es 0 y se identifica con azul y a medida que se acerca a 0,95 se va aclarando, el máximo es 2, el color es violeta y a medida que se acerca a 1,05 también se va aclarando. Entre 0,95 y 1,05 se colorea con verde.



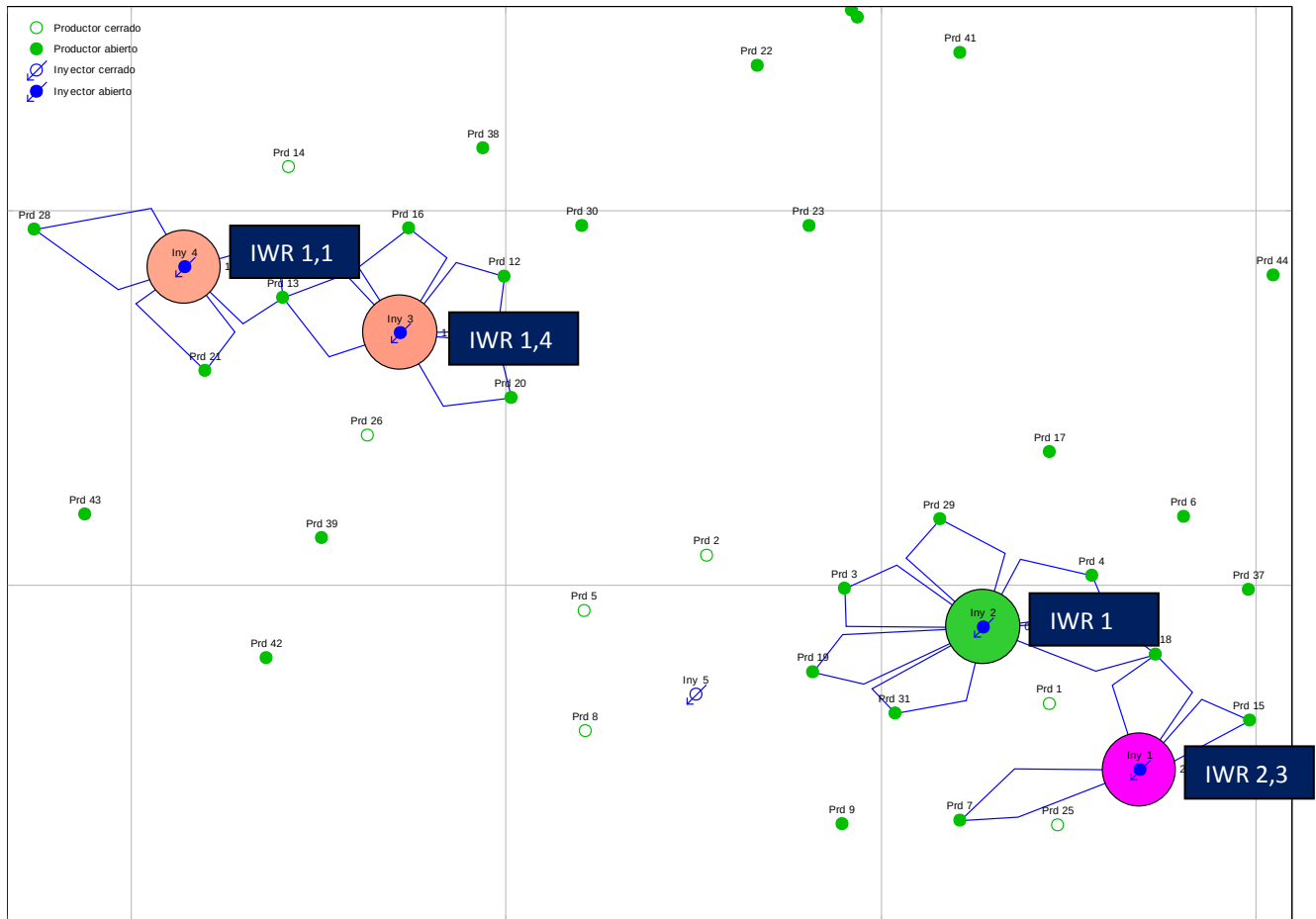


Imagen 9

El inyector más crítico es el 1, con un IWR de 2,3. Esto indica que el caudal inyectado en esta malla es 2 veces mayor al producido.

## 6) Gráficos de VPI (volúmenes porales inyectados) en función del FR (factor de recobro)

Esta es la última herramienta de análisis utilizada. La misma muestra el factor de recobro en función de los volúmenes porales inyectados para cada inyector en consideración, es decir como aumenta la recuperación de petróleo a medida que se inundan los reservorios. Indica la eficiencia de barrido, muestra la relación de como aumenta el recobro a medida que se van barriendo volúmenes porales. Además ayuda a entender en qué etapa de la recuperación se está, la madurez del proyecto.

Lo que se busca analizar por medio de este son tendencias, cambios en las pendientes que indican cambios en la performance de la malla. En la Imagen 10 se ven los correspondientes a los 5 inyectores que se estudian en esta ocasión.

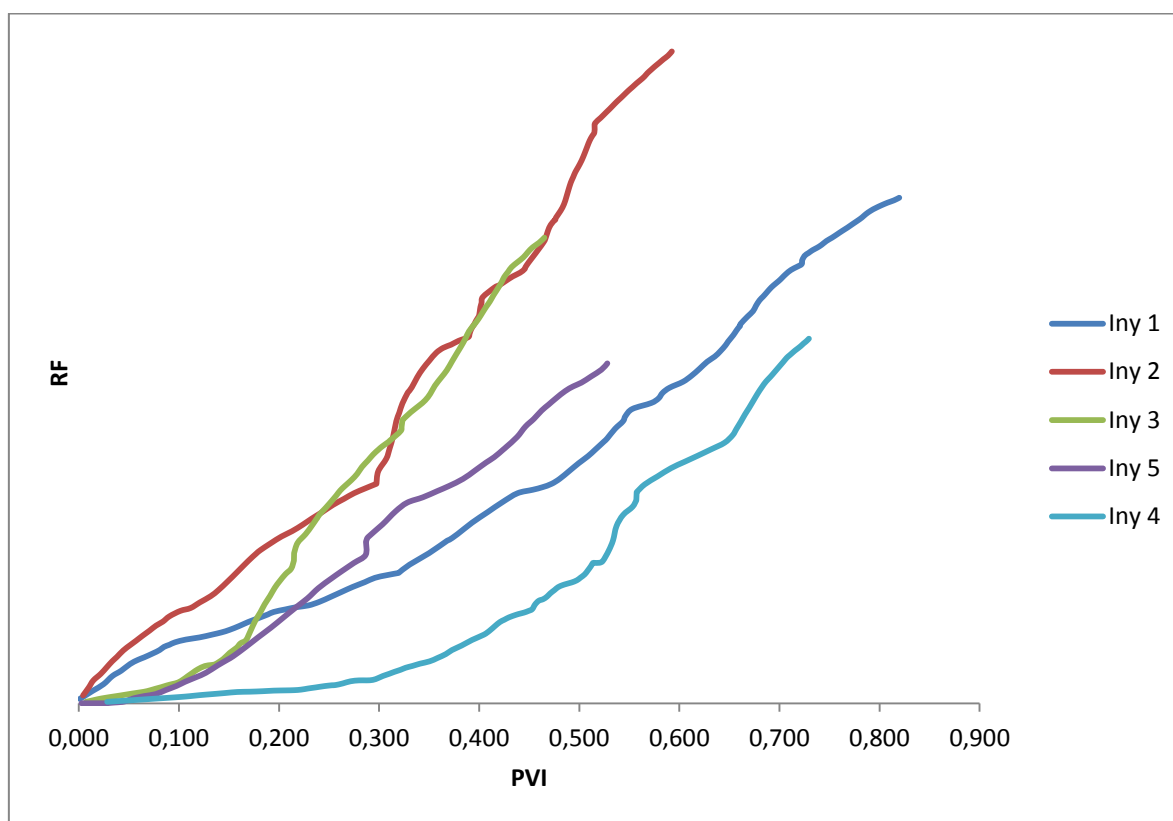


Imagen 10

Una conclusión común a cada uno de los inyectores son los bajos volúmenes porales barridos y altos factores de recobro.

El Iny 4 es el más desviado del comportamiento, y con menor performance, y el Iny 2 de mejor.

El detalle a destacar es que para los cinco inyectores las curvas aún no se hacen asintóticas, sino que están en la etapa de crecimiento a medida que los volúmenes porales inyectados aumentan. Esto nos da el indicio de que aún no se alcanzó la etapa de madurez del proyecto y aún existen oportunidades de optimización.

La conclusión arrojada por estos gráficos está relacionado con los resultados del análisis declinatorios, donde se cuantificaron las reservas disponibles en los dos escenarios analizados. Esto será cuantificado con más detalle en el análisis de los resultados más adelante.

Con el análisis del FR en función de los VPI se culminó con la presentación de la metodología a nivel bloque.

### Casos de ejemplo:

A continuación, se presentan casos análisis de ejemplo, para dos mallas. Los dos inyectores elegidos para comenzar con el análisis fueron el Iny 1 y el Iny 3, por ser los que tienen un valor de IWR más desviado de 1.

En conjunto con Ingeniería de Producción se analizaron diferentes gráficos de diagnóstico que involucran las siguientes variables: caudal de líquido, de petróleo, VRR (“Volume Replacement Ratio”, definido como cociente entre inyección y líquido producido, llevado a condiciones de reservorio), WOR y porcentaje de agua. En función de estos se buscó determinar posibles cambios en los sistemas de extracción y/o condiciones de régimen no adecuados a los requerimientos de cada productor.

En conjunto con geología se analizó cada productor e inyector puntualmente. Se ajustó el modelo estático, apareciendo oportunidades en capas con potencial para la recuperación secundaria

#### ❖ Iny 1:

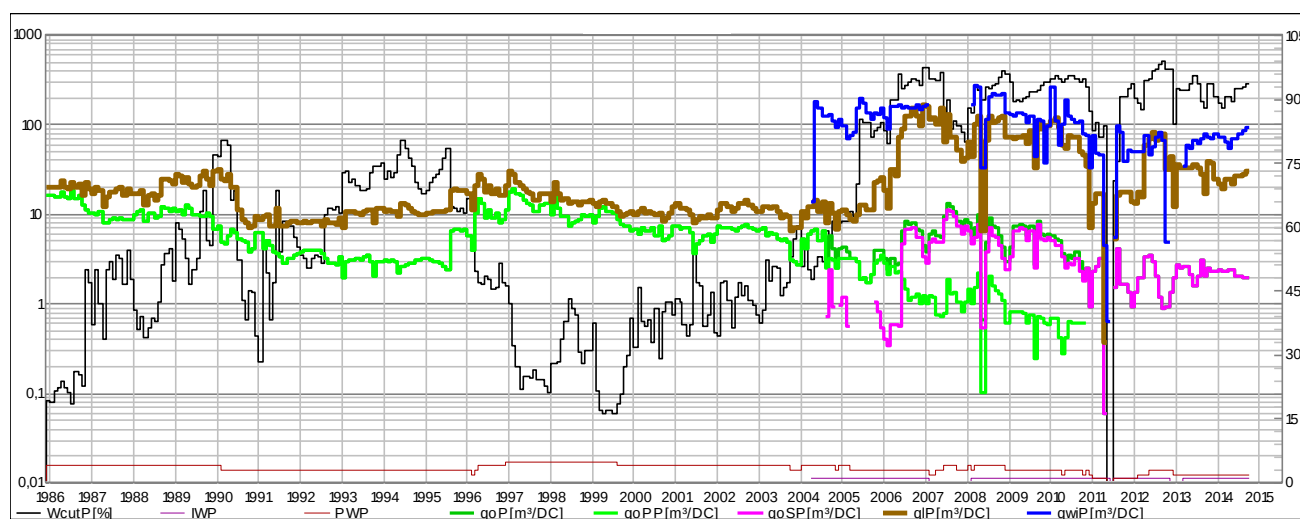


Imagen 14

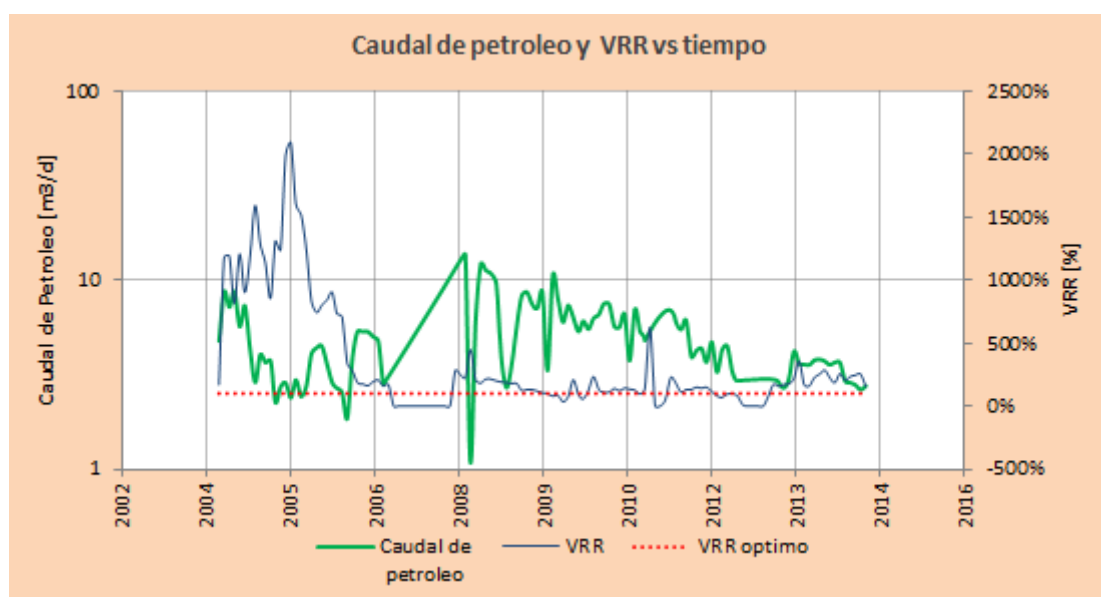


Imagen 15

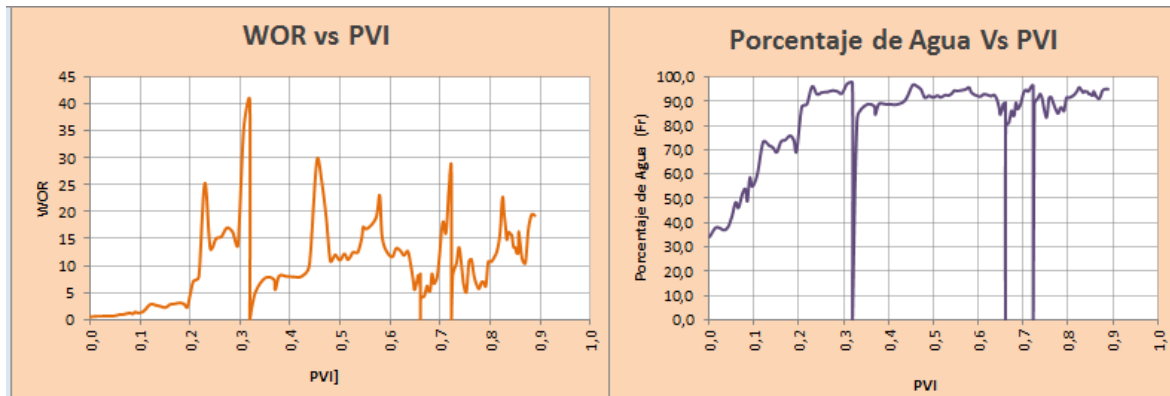


Imagen 16

Con el objetivo de mejorar la eficiencia areal es que la primera acción tomada fue la reactivación de dos productores para completar la malla.

A su vez, se decidió intervenir con WO el inyector involucrado, para recuperar 3 capas de estudio obstruidas por la instalación anterior en pesca en el fondo del pozo. Esta acción mejoro la eficiencia vertical de la malla en cuestión.

En este caso, al análisis interdisciplinario se sumó a Ingeniería de WO para programar la intervención de pesca y minimizar así los riesgos de una intervención fallida.

Además, en los restantes productores involucrados, se plantearon dos optimizaciones, una de fondo (cambio de bomba por una de mayor caudal) y otra de superficie (aumento de régimen).

### ❖ Iny 3:

Curvas de producción de malla en conjunto

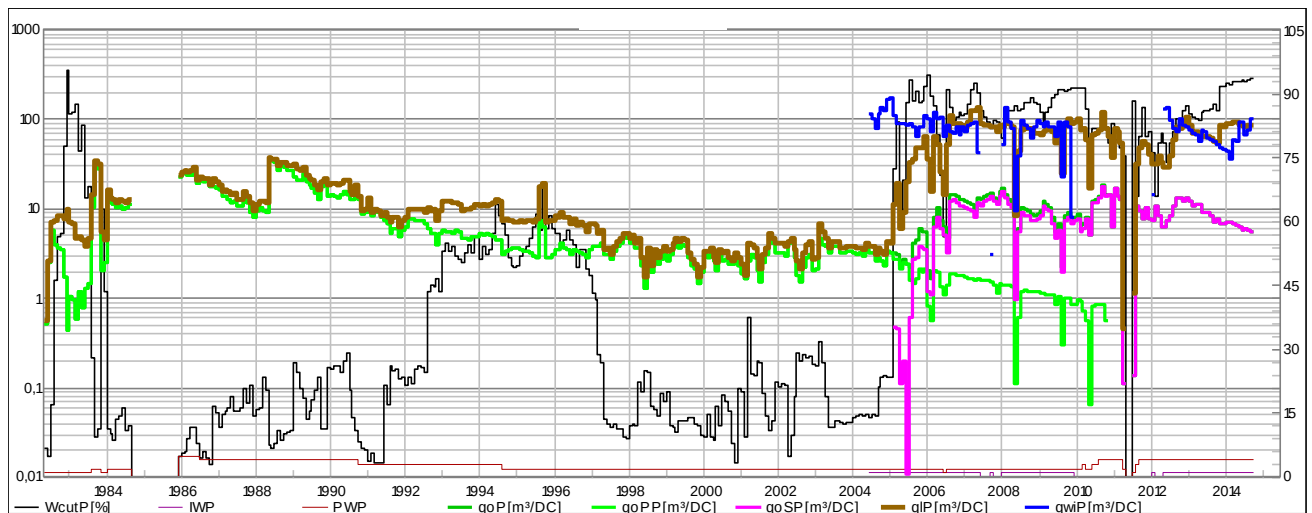


Imagen 11

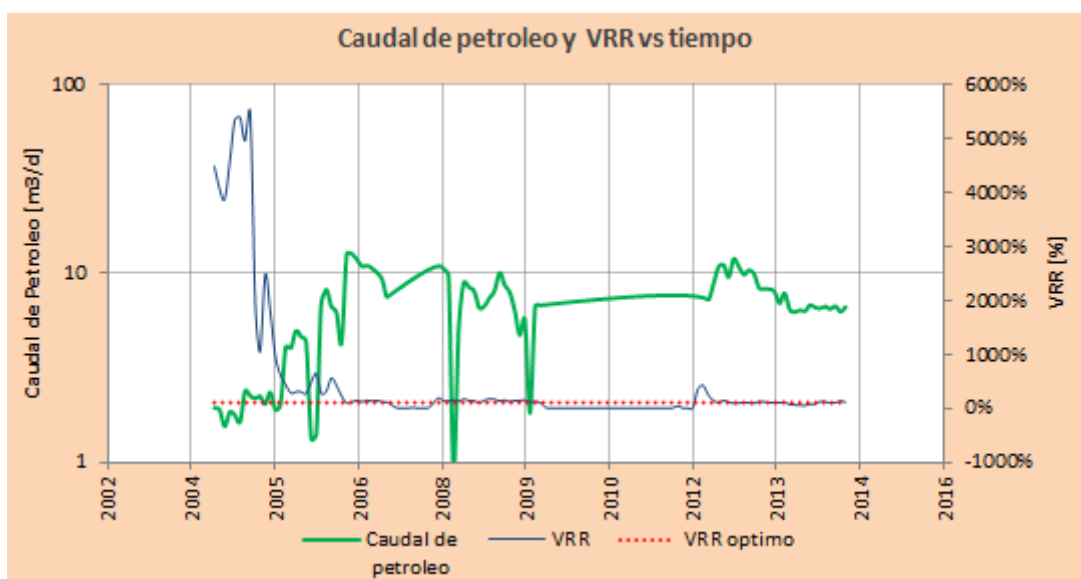


Imagen 12

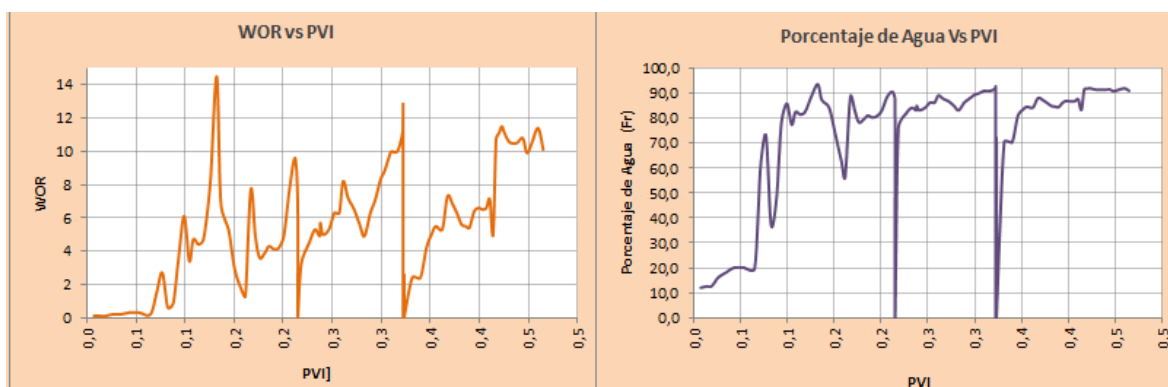


Imagen 13

En función de análisis de fluidos involucrados en la malla (productores e inyectores), surgió como primer medida el mantener el incremento de inyección realizado a fines de 2013. Esto se debe a que aún no se alcanzó el valor de llenado de reservorio (punto en el tiempo en donde el caudal total producido es igualado al inyectado). De esta manera, se logró mantener el VRR cercano al valor óptimo (1).

Las demás acciones que se plantearon en los productores fueron:

- Una intervención con equipo de WO para abrir nuevas capas en inyección. Se aprovechara la intervención para bajar sistema de extracción para mayor caudal y optimizarlo.
- Eliminación de reloj de programador por respuesta a la inyección en productor.
- Aumento de régimen en productor.

### Acciones realizadas

El análisis antes mostrado para dos mallas en particular se extendió para las dos restantes.

De esto surgieron dieciocho acciones en total, distribuidas entre los 14 productores y 4 inyectores activos.

En la siguiente imagen (17) se muestra un gráfico con los tipos de acciones realizadas y los recursos utilizados y la distribución de cada una de ellas respecto a la totalidad de las mismas.

Todas estas acciones mencionadas se comenzaron a ejecutar en septiembre de 2014, y a partir de octubre de este mismo año se comenzó a ver la respuesta en la producción. Esto podrá verse en el análisis de los resultados que se presenta a continuación.

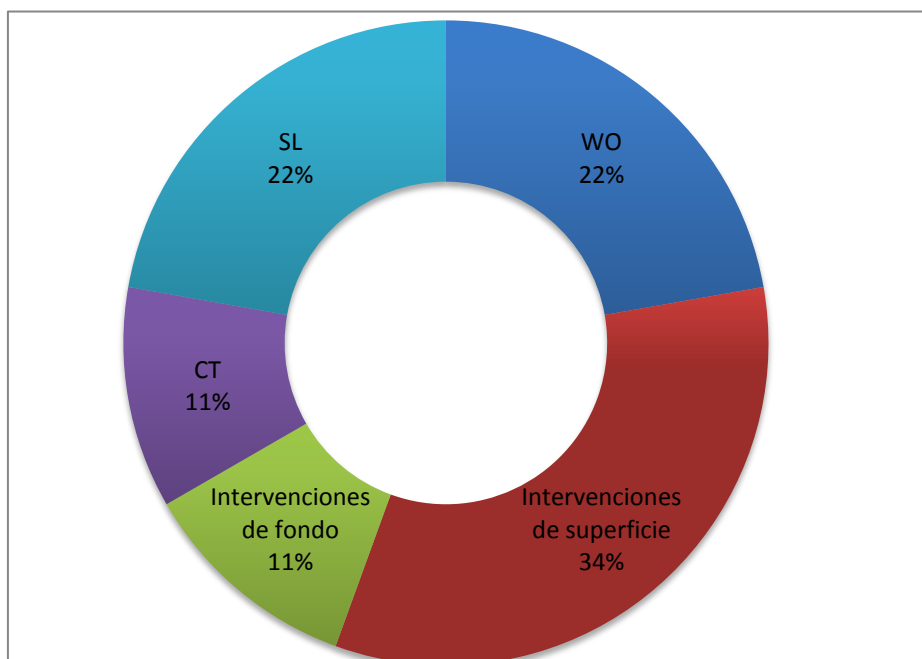


Imagen 17

Significados de siglas utilizada:

WO: Workover, SL; Slickline, CT: Coiled Tubing.

### Análisis de resultados obtenidos.

Con el objetivo de testear la solidez de la metodología empleada, y así poder mejorarla en los aspectos más débiles, es que se procedió a realizar un análisis de los resultados obtenidos.

En la imagen 18 se muestra la curva de producción actualizada a febrero de 2016, momento en el cual se realiza el análisis de los resultados de las acciones implementadas.

Se puede observar que en el primer período se logró la estabilización de inyección, y luego se aumentó para compensar el balance, ya que el caudal de líquido producido se incrementó debido al gran volumen de optimizaciones de producción. Si volvemos a analizar el balance de fluidos, actualizado con los caudales a febrero de este año, actualmente el valor de inyección acumulada es un 1% superior al caudal de líquido producido.

En cuanto a la producción de petróleo el primer aumento se ve en Octubre de 2014 y se sostiene el crecimiento hasta enero de 2015. Cada una de las caídas posteriores en la misma representa a las intervenciones que se fueron realizando.

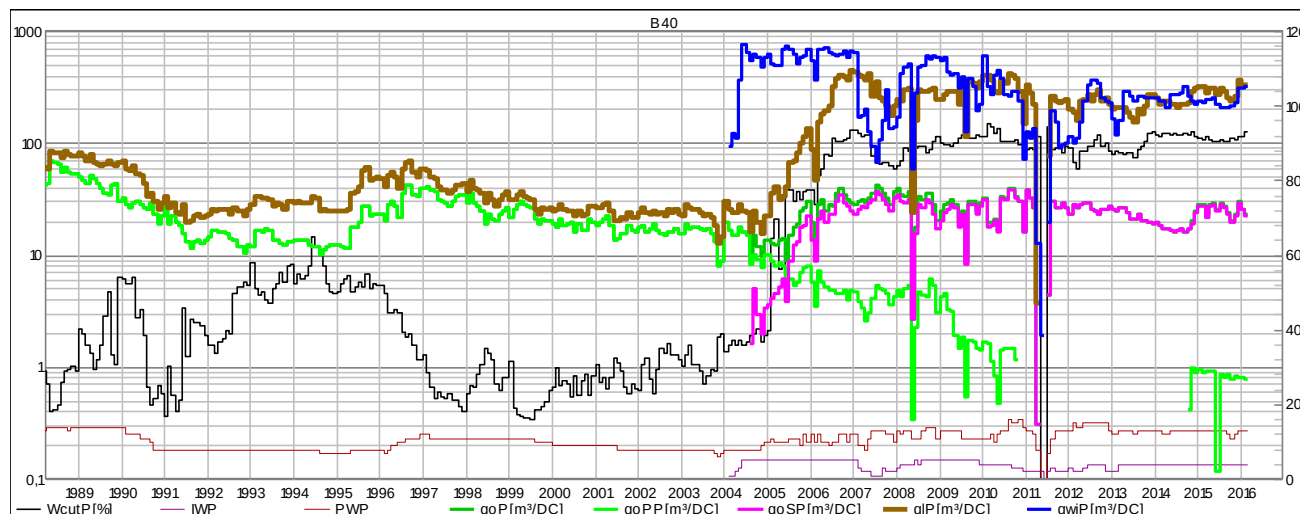


Imagen 18

Hasta febrero de 2016, la producción acumulada de petróleo alcanza los 105 km<sup>3</sup>, lo cual es un 5% superior a lo comprometido en el estudio. Esta situación nos da un indicio de que el OOIP calculado está subestimado, lo que desencadena que los pronósticos realizados hayan sido en valores menores a los reales.

Para cerrar el análisis de resultados, es que se generaron 3 escenarios, uno indicando la curva base, situación de la cual se parte en el momento de comenzar a ejecutar acciones y dos de pronósticos, proyectados a partir de febrero de 2016, utilizando las dos declinaciones mencionadas en el análisis declinatorio, correspondientes a dos etapas de la vida del proyecto en consideración. Estos pueden verse en la Imagen 19.

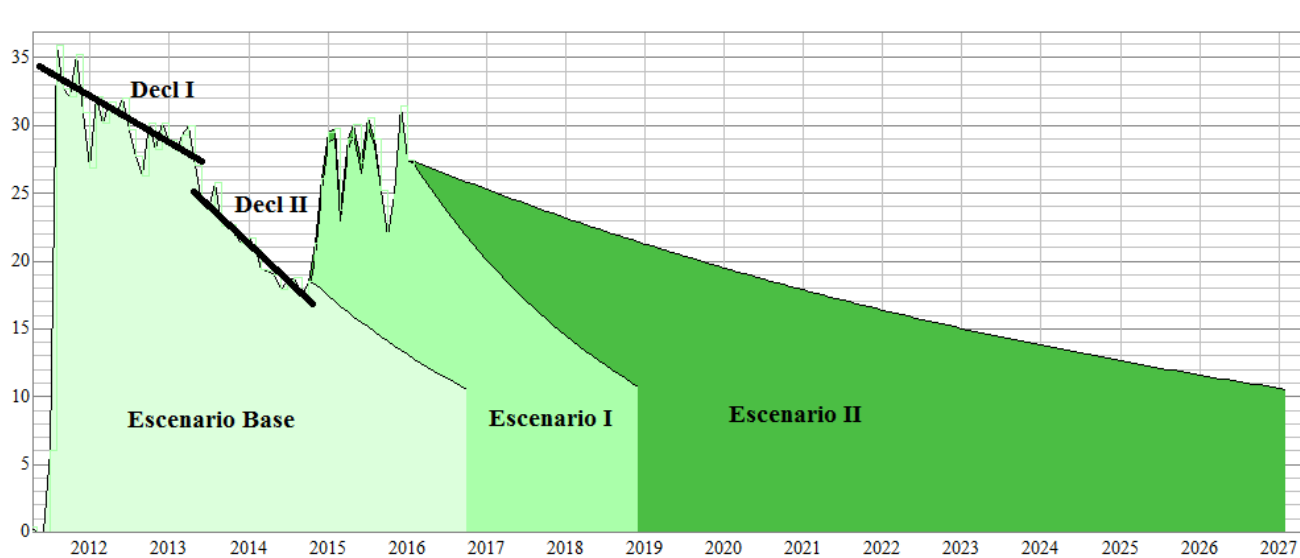


Imagen 19

El escenario base es representado con el área sombreada de color más claro, e indica el pronóstico de recuperación que hubiese ocurrido en el caso que no se haya ejecutado ninguna de todas las acciones antes

mencionadas. El declino utilizado es el II, en el orden del obtenido por recuperación primaria, correspondiente al período inmediato anterior. En este caso, el pronóstico de acumulada final por secundaria superaría el valor comprometido en el estudio en un 3%. Este valor ya fue superado por la acumulada actual, lo cual es un primer indicio del cumplimiento del objetivo de aumento de producción para revertir performance del proyecto.

El escenario I comienza su proyección en febrero de 2016, y la tasa de declino utilizada es la del período inmediato anterior (decl II). Este escenario se tomó como el de mínima recuperación, suponiendo que el valor del declino no mejoraría con respecto al del último período. En este caso, teniendo en cuenta la acumulada actual y las reservas disponibles, la recuperación final supera en un 26% la comprometida.

El punto inicial del escenario II es el mismo que el del I, solo que el valor de declinación es más optimista (decl I). Se considera que el comportamiento de la curva de producción vuelve a la obtenida en el período comprendido entre julio de 2012 y mayo de 2013. La acumulada final en este escenario supera en un 65% a la proyección realizada en el estudio.

En la imagen a continuación, se ve un resumen de los tres escenarios antes mencionados.

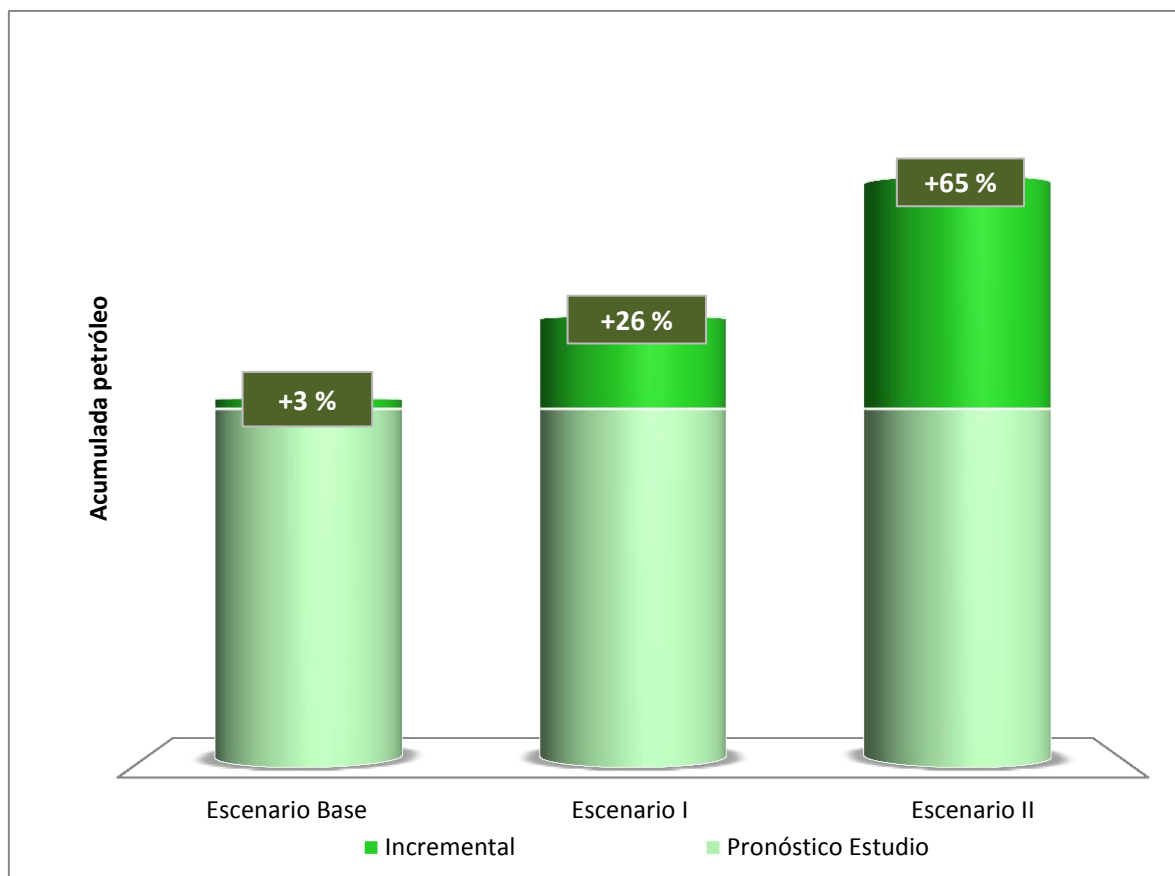


Imagen 20



## Conclusiones

---

- Como resultado del análisis y las acciones realizadas, la proyección de recuperación de petróleo acumulada en el escenario I supera a la comprometida en el estudio en un 23%, y en el caso que ocurra el escenario II en un 65 %.
- En cuanto al factor de recobro, el mismo se vio incrementado en un 2 y 4% respectivamente para cada uno de los escenarios antes mencionados
- Este objetivo no se podría haber cumplido sin el trabajo interdisciplinario y el compromiso compartido por cada una de las partes involucradas.
- Importancia del monitoreo de los proyectos de inyección de agua, dado que con esfuerzos mínimos, el valor agregado es muy alto. Este es el camino a seguir en este momento que la industria está atravesando, buscando *resultados de alto impacto a bajo costo*.

## Bibliografía

---

- Manual de Monitoreo, YPF
- G. Thakur, A. Satter, Integrated Waterflood Asset Management, Penn Well Publishing Company, 1988.
- M Terrado, S Yudono, G Thakur, Chevron Energy Technology Co, Waterflooding surveillance and monitoring: putting principles into practices. SPE 102200

## Curriculum Vitae

---

Enero 2007-Agosto 2013, Ingeniería Industrial, Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca

Agosto 2013-Actualidad, YPF

Ingeniera en Reservorios Operativa, Cañadón de la Escondida, Zona I