

REVISIÓN DE OPORTUNIDADES EN UN CAMPO MADURO: YACIMIENTO PUESTO MOLINA

Autores: Geól. Pieroni, Esteban; Ing. Koch, Sergio; Ing. Díaz, Delia, Ing. Vicencio, Pedro; Petrof. Varas, Daniel y Geof. Corona, Guillermo. **YPF S.A.**

e-mail: esteban.pieroni@ypf.com; sergio.koch@ypf.com

Sinopsis

A fines del 2012, el yacimiento Puesto Molina (PMo) se encontraba con una producción marginal y sin reservas debido a su alto costo operativo. Con la finalidad de revertir esta situación, en el año 2014 se confeccionó un equipo multidisciplinario con la intención de revalorizar las oportunidades remanentes del activo. Como resultado del trabajo realizado, se decidió implementar un proyecto basado en la perforación de pozos productores e inyectores, a los fines de optimizar y expandir la recuperación secundaria existente, en forma conjunta con un proyecto de reparaciones de pozos, con objetivo tanto en las capas bajo secundaria, como así también en reservorios de otras unidades productivas. En todo momento se decidió priorizar la optimización de las instalaciones existentes, de manera de minimizar las inversiones del proyecto.

A partir de la puesta en marcha de este proyecto, sumado al análisis de los parámetros económicos del área y al trabajo en conjunto realizado con los sectores operativos, se obtuvieron hasta el presente resultados muy positivos, que permitieron reducir los costos, obtener un significativo incremento de producción de petróleo y gas, generar el estudio de nuevos objetivos y ampliar la base de recursos y mejorar el factor de recobro de los reservorios principales. El conjunto de estas acciones permitió la reincorporación de las reservas perdidas por economicidad e incorporar nuevas.

Introducción

Con frecuencia se suele asociar la alta madurez que tienen muchos reservorios con un pobre potencial remanente de los campos y una escasa o nula actividad a futuro. Es común confundir la larga historia de los yacimientos con su madurez.

De acuerdo a las distintas definiciones sobre el concepto de campos maduros podemos afirmar que los reservorios de nuestro país son maduros, no obstante esto no implica que un campo de estas características sea un campo sin potencial. Es frecuente encontrar yacimientos, considerados maduros, que muestren un incremento de su actividad y producción a partir de la aplicación de nuevas tecnologías o por el desarrollo de nuevos sectores y/o unidades formacionales dentro de la columna estratigráfica que, por diversos motivos, se habían dejado al margen de la explotación original.

Teniendo en cuenta los criterios o parámetros utilizados para definir un campo maduro, adoptados por la SPE (2004), el yacimiento Puesto Molina muestra una relación Agua/Petróleo alta, obsoletos factores de recobro estimados, costos operativos muy altos, una producción menor al 25% del pico histórico de petróleo, problemas en la producción (por ejemplo roturas de casing / tubing, incrustaciones carbonáticas, depositación de parafinas, etc) e instalaciones obsoletas y pozos viejos.

Basados en lo detallado precedentemente el Yacimiento Puesto Molina podría ser catalogado como un campo maduro bajo recuperación secundaria. Su explotación comercial se remonta a comienzos de la década del 80.

El área presenta un amplio desarrollo asociado a pozos de primaria y proyectos de recuperación secundaria, con producción de la Fm. Huitrin. El trabajo iniciado, a comienzos del año 2014, apuntó a reactivar el yacimiento Puesto Molina basándose en tres pilares principales:

- Optimización de la Recuperación Secundaria en los Mbs Chorreado y Troncoso de la Fm. Huitrin.
- Evaluación del potencial adicional primario del Mb. La Tosca de la Fm. Huitrin.
- Evaluación del potencial gasífero de la Fm. Rayoso.

El primer objetivo consistió en elaboración de un piloto de perforación de pozos reemplazos e inyectores en conjunto con reparaciones tendiente a optimizar la recuperación secundaria. De esta manera se crearían siete nuevas mallas de inyección, que serían adicionadas a los proyectos implementados en años anteriores. Relacionado con este punto, también se buscaba optimizar la eficiencia vertical de barrido a partir de la identificación de canales de permeabilidad e implementación de un piloto de conformance. Los dos objetivos restantes consisten en llevar a cabo reparaciones de pozos de primaria con el fin de visualizar el potencial productivo existente en la Fm. Rayoso y continuar con el desarrollo del Mb La Tosca de la Fm. Huitrin.

Ubicación Geográfica

El yacimiento Puesto Molina, operada por YPF (wi 100%), se encuentra ubicado dentro del ámbito de cuenca Neuquina, a 40 km al NW de la localidad de Rincón de los Sauces y a 15 km al Norte del Yacimiento Puesto Hernández, desarrollándose en ambas márgenes del río Colorado en las provincias de Neuquén y Mendoza (Figura 1) y cubriendo una superficie de aproximadamente 63 km².

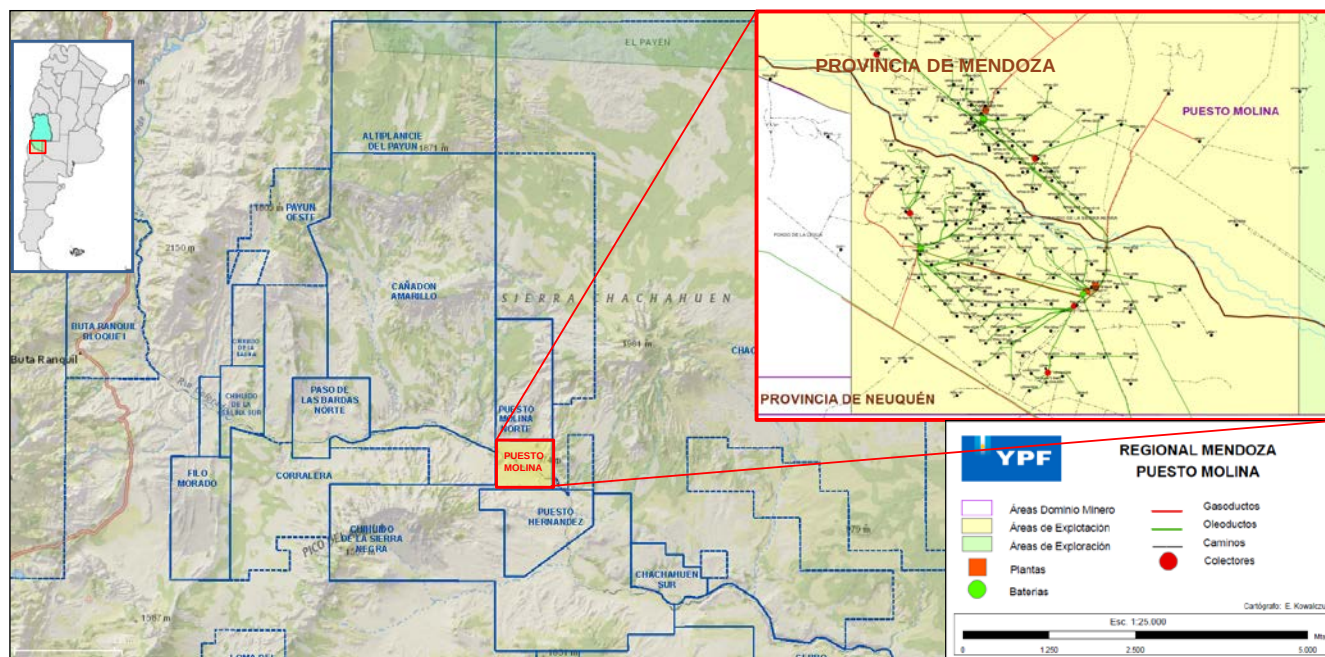


Figura 1. Ubicación geográfica del área de Puesto Molina.

Historia de Producción

En cuanto a su historia de producción, la primera evidencia de petróleo data de Setiembre de 1981, cuando el pozo YPF.Nq.PMo.x-2 comprobó la presencia de hidrocarburos en el Mb. La Tosca de la Formación Huitrín y ello dio origen a la explotación comercial del yacimiento Puesto Molina. Más tarde, el pozo Nq.PMo.a-21 perforado en mayo de 1982, evidenció la presencia de un reservorio de petróleo en los Mb. Troncoso-Chorreado. A partir de ese momento comenzó el desarrollo de estos niveles productivos.

En el año 1983 se produjo el pico de mayor producción llegando a producir aproximadamente 1.600 m³/día de petróleo y 661.400 m³/día de gas, con solo 83 pozos activos (Figura 2). A partir del año 1986 se inició un piloto de recuperación secundaria, para el Mb. Troncoso, manteniéndose por varios años el potencial de

petróleo del campo en un promedio de 500 m³/día de petróleo. A partir de 1990 se decide ampliar la recuperación secundaria hacia la zona SW del yacimiento, incluyendo el Mb. Chorreado y el corte de agua incrementa a partir de ese año. Ante la buena respuesta de la inyección en 1994 se extiende la inyección de agua a la zona Norte (Figura 2).

El yacimiento de Puesto Molina consta de alrededor de 200 pozos perforados. La mayor parte de ellos realizados entre 1982 y 1984, y el resto corresponde a varias campañas realizadas en los años 1988, 1990, 1994, 1997 y 2014 al presente. En la actualidad, de la totalidad de pozos, aproximadamente un tercio corresponde a pozos productores activos y un cuarto a pozos inyectoros.

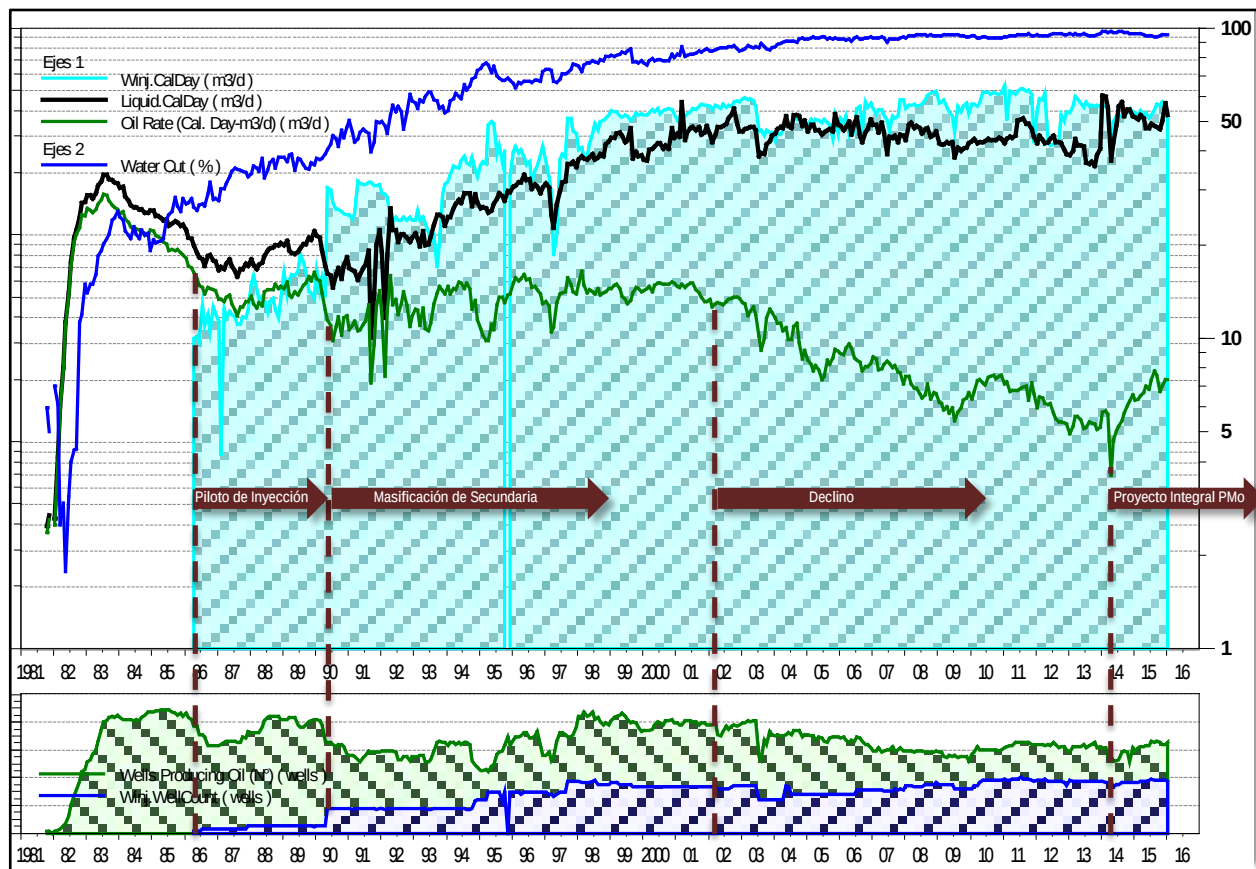


Figura 2. Gráfico con la producción histórica del yacimiento Puesto Molina, Mendoza Sur.

A partir del año 2002 se observa una importante declinación del yacimiento llegando a producir 109 m³/d (Figura 2). El alto lifting cost, sumado a la baja producción provocó, siguiendo el criterio de evaluación de la compañía, la pérdida de la totalidad de las reservas a finales del año 2012.

Desde que comenzó el desarrollo del proyecto Integral de Puesto Molina, en el año 2014, se realizaron más de una docena de pozos nuevos, tanto inyectoros como productores, buscando los niveles en inyección de agua (Mb. Troncoso y Chorreado de la Fm. Huitrín), habiéndose obtenido resultados muy positivos hasta el presente. Las reparaciones al Mb. La Tosca de la Fm. Huitrín, también mostraron caudales de petróleo superiores a los esperados por pozo tipo, dando un importante incentivo a la continuidad de la revisión del potencial remanente de esta unidad. Hasta aquí, los resultados obtenidos en los distintos Miembros de la Fm. Huitrín despertaron el interés por el desarrollo de la zona Este del área de reserva Puesto Molina, por el momento en estado de visualización. Por último, los buenos resultados obtenidos en la explotación de la Fm. Rayoso, en Desfiladero Bayo Este, Puesto Hernández y Chachahuen, estimularon la revisión de la mencionada unidad en el área de Puesto Molina. Hasta el presente se realizaron cuatro reparaciones habiéndose obtenido buenos resultados en la producción de Gas, lo cual permitió armar un auspicioso proyecto con vista a un desarrollo cercano en el tiempo.

Desarrollo

Estructura y Estratigrafía

El Yacimiento Puesto Molina se desarrolla sobre el sector Sur y Sudoeste de la estructura positiva de Pata Mora (Figura 3). Se trata de un anticlinal asimétrico de flancos suaves y extensos, con rumbo general Norte-Sur, con ligera vergencia hacia el este. Esta estructura está afectada por un fallamiento subvertical que en su mayoría tienen una orientación E-W, este es particularmente importante en el sector sur, separando la zona de Loma del Melón con el resto del yacimiento. Un segundo sistema de menor importancia es de rumbo norte-sur, el cual se evidencia principalmente por diferencias en los contactos de fluidos.

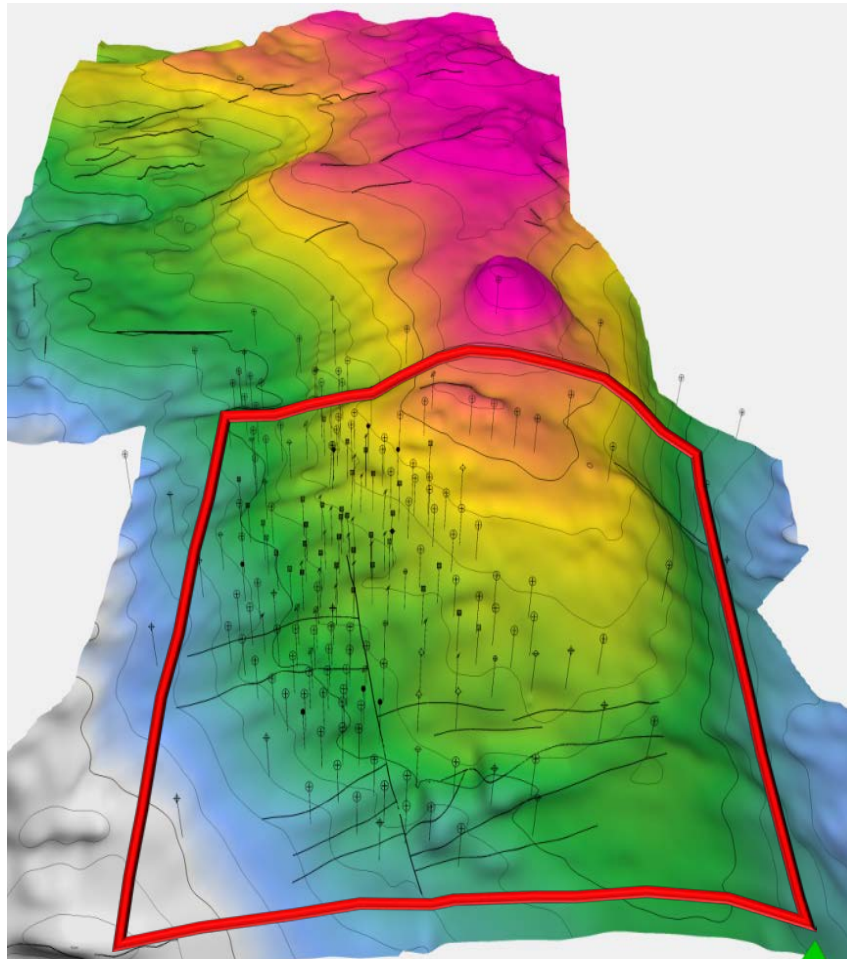


Figura 3. Vista 3D de la estructura al tope del Mb. Troncoso Inferior con el sistema de fallas observado en la sísmica. En rojo se muestra al polígono correspondiente al Yacimiento Puesto Molina.

El entrapamiento es mixto, tanto estructural como estratigráfico. Como se acaba de mencionar, las fallas actúan compartimentalizando regiones que presentan distintos contactos de fluidos.

Dentro de la columna estratigráfica, los principales reservorios del área de Puesto Molina corresponden a (de abajo hacia arriba) los Mbs. Chorreado, Troncoso Inferior y La Tosca de la Fm. Huitrín. Además e han comprobado mineralizaciones en niveles de la Fm. Rayoso, y se ha desarrollado en forma parcial la Fm. Mulichinco (Figura 4).

La Fm. Huitrín es la unidad formacional productiva más importante en PMo y se encuentra dividida en cuatro Miembros (de abajo hacia arriba):

- Miembro Chorreado: Comprenden depósitos mixtos de una cuña progradante con abundante aporte desde el continente, con un espesor total promedio de 35 metros y un espesor permeable de 18 metros. El rango de porosidad varía entre 19 y 22 %.
- Miembro Troncoso Inferior, Está representado por sedimentos clásticos finos de origen fluvial y eólico. Esta unidad está constituida por areniscas lítica feldespática de grano fino a muy fino, de coloraciones castaño amarillenta a gris oliva. Presenta un espesor total que varía entre 7 y 15 metros, espesor permeable de 5 metros. El rango de porosidad varía entre 18 y 23 %.
- Miembro Troncoso Superior, Comprende depósitos correspondientes a un mar hipersalino (calizas marinas, anhidrita y halita), constituye un importante sello.
- Miembro La Tosca, Se desarrolla principalmente en la provincia de Neuquén en el W de la estructura, conformando una faja con una orientación Norte - Sur. Corresponde a depósitos carbonáticos que representan una rampa carbonática de extensión regional. En esta unidad, que mantiene un espesor bastante constante en todo el ámbito del yacimiento (entre 20 y 30 m), se han diferenciado, desde el punto de vista de reservorio, dos niveles productivos. El primero, de aproximadamente 13 m de mudstone dolomítico y grainstone, con wackstone fosilíferos y calcarenitas subordinadas, se encuentra ubicado por debajo del nivel amarillo y presenta un espesor permeable de 6 metros y porosidad media de 16%. El segundo, separado por un pequeño banco arcilloso, se compone fundamentalmente de calizas dolomitizadas, con porosidad intercrystalina y vugular; en forma subordinada presenta niveles de grainstones oolíticos dolomitizados producto de exposición subaerea de los sedimentos. , tiene un espesor total que no supera los 6 metros, siendo el espesor permeable de 3 metros. El rango de porosidad varía entre 14 y 20 %.

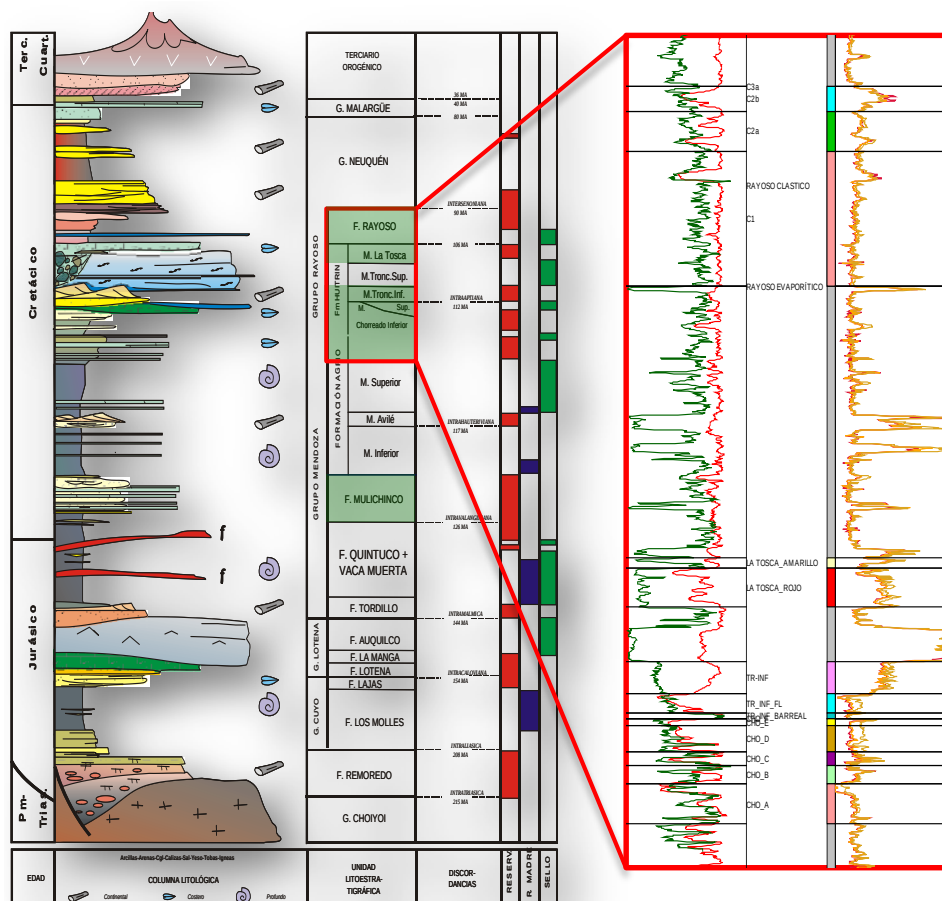


Figura 4. Estratigrafía tipo para este sector de la cuenca neuquina. Los reservorios en el yacimiento PMo se muestran resaltados con rectángulos verdes. Remarcados en rojo, los reservorios de interés en este proyecto.

La segunda unidad en importancia es la Formación Rayoso. Constituye el último evento de sedimentación del Grupo Rayoso, depositada durante el Cretácico temprano de la Cuenca Neuquina. Está formada

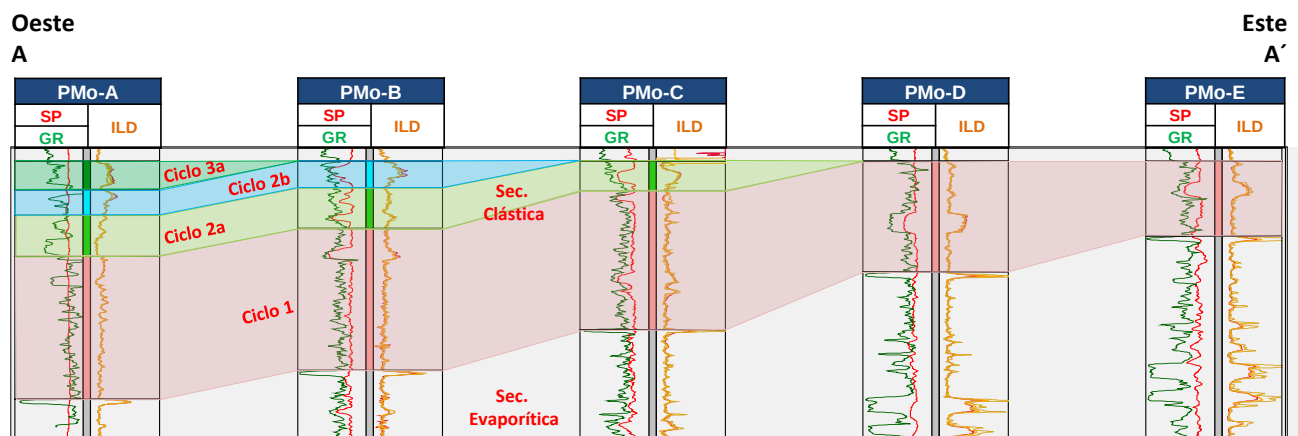
enteramente por sedimentos continentales clásticos, portadores de los niveles hidrocarburíferos, y niveles evaporíticos. La Fm. Rayoso apoya en contacto neto sobre bancos calcáreos de la Fm Huitrín (Mb La Tosca). Por encima es seguida en discordancia angular, por la Fm. Candeleros del Grupo Neuquén. Es importante destacar que a partir de la erosión generada por la discordancia Intersenoniana, se genera una truncación de bajo ángulo de los depósitos. Este último evento se inicia con la depositación de pelitas, siendo de gran valor desde el punto de vista petrolero ya que actúa como sello regional para los reservorios de la Fm. Rayoso.

En el Yacimiento Puesto Molina, la Formación Rayoso está representada por la Sección Evaporítica y parte inferior de la Sección Clástica. Presenta un buzamiento NE-SO y un acuñaamiento de sus niveles arenosos hacia el NE. Sus mayores espesores se encuentran al SO del yacimiento. La sección Clástica se divide en 4 ciclos denominados C1, C2a, C2b y C3a ubicados de abajo hacia arriba en la columna estratigráfica (Figura 5). El espesor promedio en el sector occidental del ÁdR Puesto Molina es de 200 m disminuyendo a 130 m de espesor hacia el Este del área. Los cuerpos arenosos tienen espesores variables, pudiendo alcanzar los 10 metros, y gran continuidad lateral.

Los reservorios corresponden a cuerpos de areniscas finas a medias desarrollados en un sistema fluvial, en el cual pueden ser identificados canales y lóbulos como las principales unidades de reservorio. Estos se desarrollaron sobre una planicie de inundación fangosa, que funciona como un sello vertical efectivo permitiendo una subdivisión de los diferentes niveles reservorios.

El mecanismo de entrapamiento se considera combinado, estructural y estratigráfico, participando tanto la discordancia erosiva como la inclinación de los niveles arenosos de la Fm Rayoso en la formación de la trampa (Figura 6).

En esta región, el sello vertical para las acumulaciones de hidrocarburos de la Fm. Rayoso está dado por un paquete de pelitas lacustres pertenecientes al Grupo Neuquén que se depositaron por encima de la discordancia Intersenoniana. A su vez, y por analogía con los yacimientos antes mencionados, se infiere que entre los distintos ciclos arenosos de la Fm Rayoso los sectores más arcillosos determinarían sellos laterales locales que permitiría la existencia de distintos contactos de gas-petróleo-agua (Figura 6).



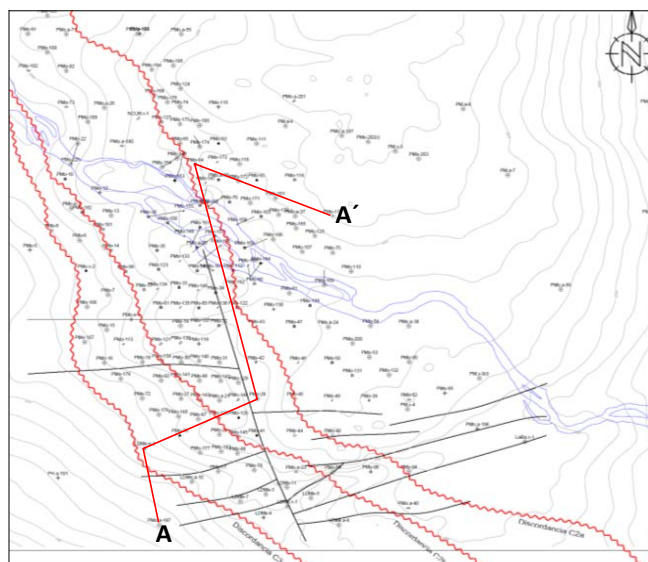


Figura 5. Corte Oeste – Este mostrando los 4 ciclos de la Sección Clástica, presentes en Puesto Molina (C1, C2a, C2b y C3a) y su truncación contra la discordancia Intersenoniana.

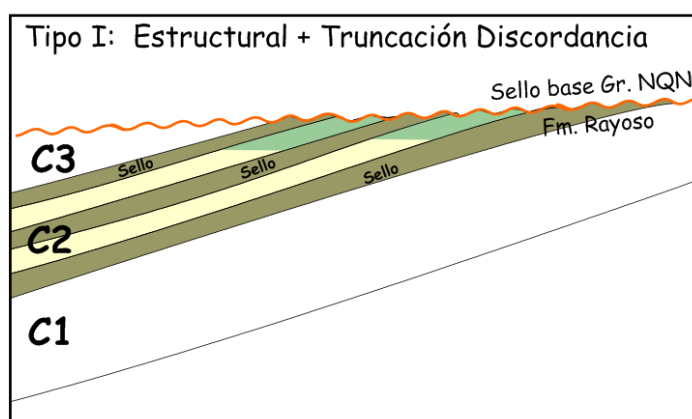


Figura 6: Esquema del entrapamiento de la zona, producto de la truncación de los reservorios con la discordancia.

La baja calidad de la cobertura sísmica con que se cuenta para los niveles de la Formación Rayoso, debido esto a la poca profundidad en que se encuentra ubicada, no ha permitido definir un esquema de fallas confiable para estos niveles. A esto se suma además que, de la totalidad de los pozos existentes en el área, solo en 12 de ellos se punzó y ensayó en la Formación Rayoso. Producto de esto, la poca cantidad de información con la que se cuenta provoca que la incertidumbre asociada a los contactos de fluido y a la continuidad de los reservorios sean el principal factor de riesgo asociado al proyecto.

En cuanto a la petrofísica, de acuerdo a la descripción y a los datos que se obtienen de las coronas, los cuerpos de areniscas que integran los ciclos de la Fm. Rayoso muestran una porosidad que varía entre 20 y 25%. Los valores de permeabilidad medidos oscilan entre los 20 mD y 200 mD.

Optimización de la Recuperación Secundaria

La distribución de los nuevos pozos asociados a la optimización de la recuperación secundaria, contempla el objetivo de continuar con el desarrollo de la recuperación secundaria, dentro del marco de reactivación del Yacimiento Puesto Molina.

La elección de los pozos propuestos surge a partir de la revisión del modelo de reservorios del yacimiento, que incluyó la revisión de la interpretación sísmica y del modelo petrofísico lo cual permitió identificar las áreas que resultaron interesantes para continuar con el desarrollo del área.

Para el análisis petrofísico se ha empleado información proveniente de perfiles de pozo y datos de coronas. Se procedió a realizar un control de calidad de las curvas (normalización, puesta en profundidad, edición) para luego dar lugar a su respectiva evaluación.

El set de datos disponibles, para la zona de PMo básicamente consiste en el 80% de los casos de un perfil de porosidad, principalmente Densidad Compensada, Rayos Gama y un set de datos resistivos, los cuales están representados por registros de Doble Inducción y otros registros complementarios. Para el estudio de los yacimientos se tomaron en cuenta datos de coronas al Mb. Troncoso y coronas al Mb. Chorreado. También se revisaron datos de coronas de la Mb. La Tosca y Fm. Mulichinco.

De estos análisis surgen los rangos de porosidad y permeabilidad esperables para efectos de la comprensión, modelado y definición del comportamiento de éstos reservorios.

Para el caso de la Mb. La Tosca de la Fm. Huitrín, que presenta indicios de fracturas naturales, se realizó un análisis estadístico para establecer la presencia de fracturas utilizando un software específico (Tyta), el cual se basa en la aplicación de ciertas ecuaciones de Aguilera que permite determinar la porosidad de las fracturas.

Para el cálculo del volumen de arcillas se utilizó el perfil de rayos gama. Con el volumen de arcillas obtenido se calcularon las diferentes curvas de porosidad efectiva (Phie).

El cálculo de saturación de agua (SW) se realizó siguiendo el modelo de saturación de Simandoux. Este modelo es el que mejor ajusta a las condiciones presentes en el reservorio.

Esto permitió obtener los valores pozo capa para los reservorios bajo análisis.

Los principales parámetros determinados son los siguientes:

H_t = base de capa – tope de capa.

H_k = espesor permeable = espesor que cumplen los cutoffs de VCL y PHI del área.

H_u = espesor útil = espesor que cumple los cutoffs de VCL, PHI y S_w del área.

El análisis de las coronas en la Fm. Huitrín y la incorporación de información regional de los reservorios permitieron definir el modelo de ambiente depositacional, la estratigrafía interna y la distribución de las propiedades. La reinterpretación del cubo sísmico reprocesado permitió incorporar un nuevo esquema estructural

Una vez integrado el marco estructural con el modelo petrofísico se realizó el mapeo de las distintas características de los reservorios y pozos, entre ellos espesor útil y permeable para cada una de las unidades, contactos, porosidad, saturación, NTG, permeabilidad, porosidad de HK y Hu, y saturación.

Al mismo tiempo y dentro del marco de la reingeniería de la recuperación secundaria, se consideraron aquellas ubicaciones que presentaban un mayor interés para aumentar mallas de inyección o para ser futuras posiciones de inyección de agua.

El ajuste de la curva característica se realizó tomando como referencia mallas tipo five-spot centradas en productores. Se seleccionaron tres mallas, dentro de las pocas mallas cerradas por inyectores, que mantenían su configuración areal con continuidad en la historia de producción.

Del ajuste del líquido total se obtuvo la curva de llenado del reservorio y del ajuste caudal diario de petróleo, se obtuvo la curva característica. A continuación se muestra el ajuste de la producción de secundaria

obtenido para estas mallas. A los fines del ajuste se asumió una S_w del 40% al inicio de la secundaria. El valor de S_{or} se tomó en base a lo observado en los estudios de petrofísica especial en coronas.

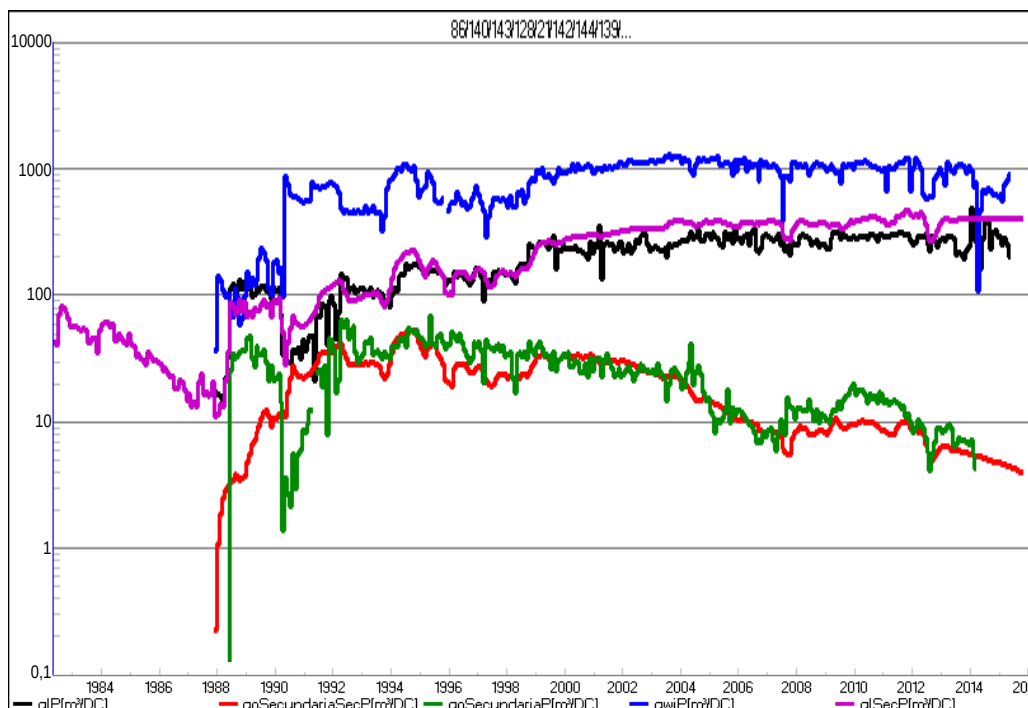


Figura 7: Ajuste Obtenido.

Para realizar el pronóstico de producción, asociado a la actividad propuesta, se asumió una S_w al inicio de la secundaria de 45%. La justificación es la siguiente: aunque en las zonas de desarrollo propuestas la inyección haya sido escasa o nula, se pretende realizar un cálculo conservador ante la posibilidad de la fuga de agua desde mallas cercanas hacia las zonas de interés.

Se realizó en forma manual un cálculo de Curva Característica para corroborar los volúmenes obtenidos. Para la obtención de la misma se utilizaron las curvas de producciones de Petróleo y Líquido de los tres pozos centrales junto al caudal de inyección de los pozos inyectores del área afectados por un factor de distribución geométrico como se muestra en el siguiente gráfico. Se utilizaron para este cálculo los volúmenes pay, tanto para VP como para OOIP.

Se aplicaron estos parámetros a cada una de las mallas involucradas en el proyecto, las cuales se muestran a continuación.

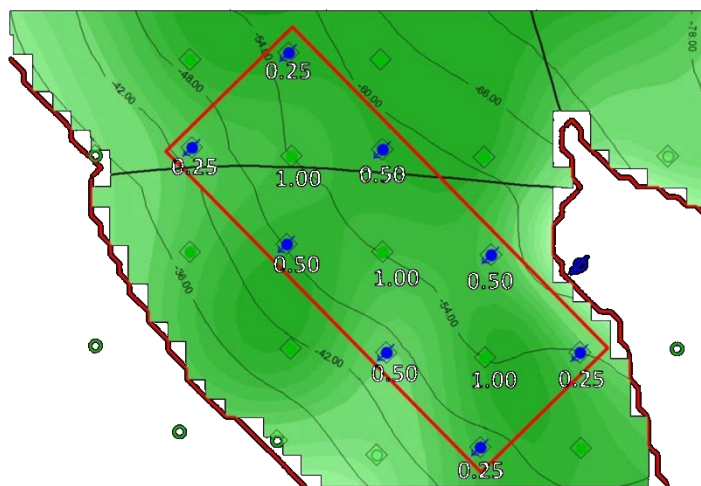


Figura 8: Curva Mallas seleccionadas para el análisis.

A continuación se presentan los gráficos de la Curva Característica correspondiente al área análoga en estudio. En cada caso cambia la variable que se toma para pesar el cálculo de la misma.

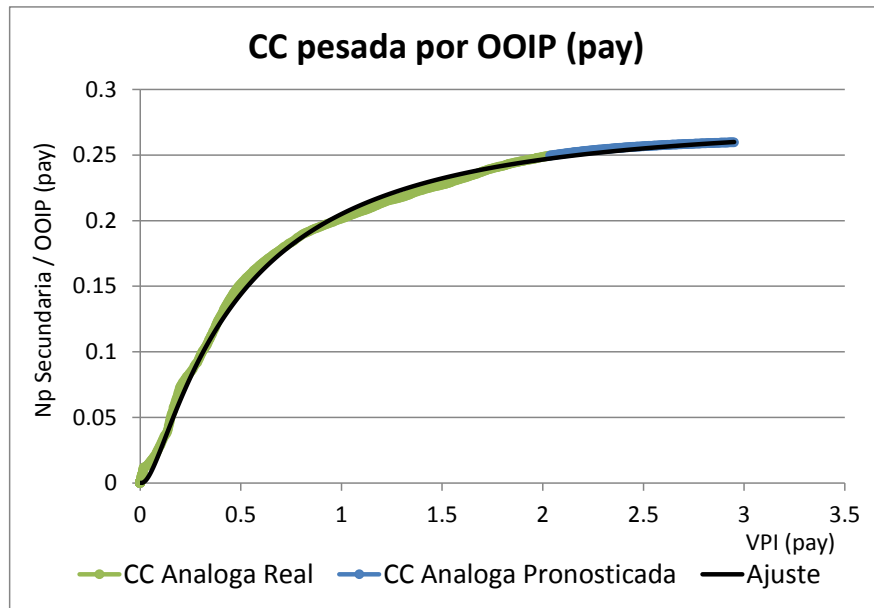


Figura 9: Curva Característica calculada manualmente pesada por OOIP pay.

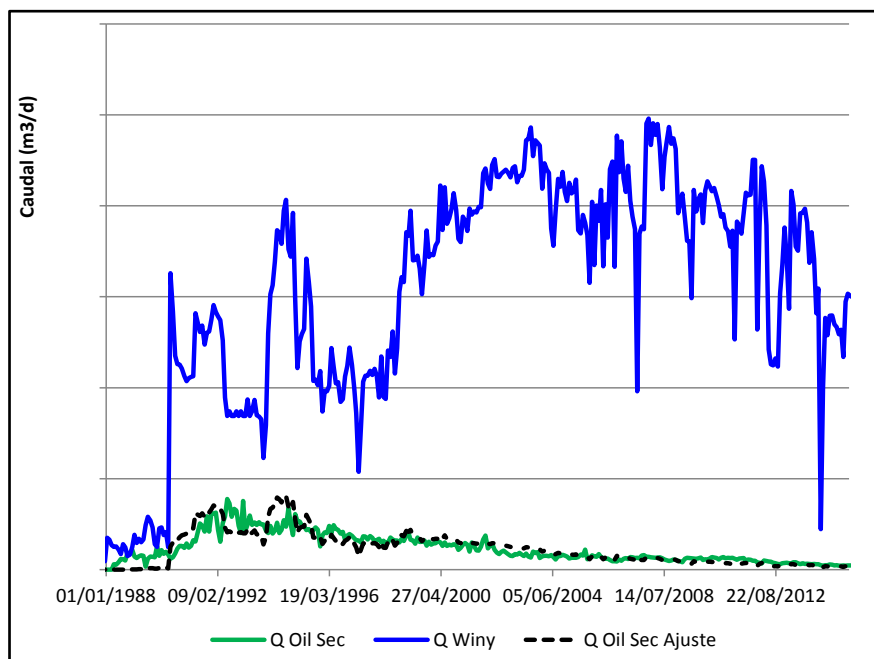


Figura 10: Ajuste logrado con la CC pesada por OOIP (pay).

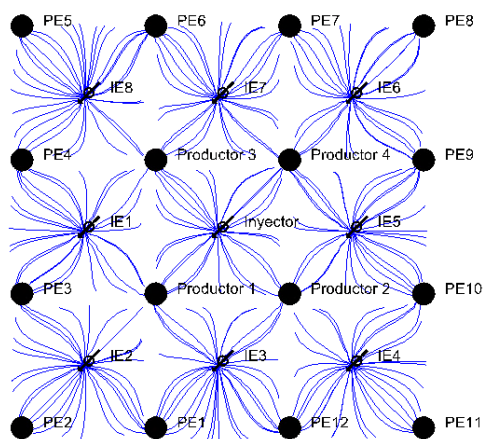
Se detallan a continuación las premisas principales que permiten aplicar la analogía planteada para el desarrollo por recuperación secundaria.

Para poder aplicar la analogía se estudió la eficiencia areal de un arreglo Five Spot Normal (centrado en productor) versus un Five Spot Invertido (centrado en inyector), a fines de demostrar que se está considerando para la analogía un arreglo con menor eficiencia areal.

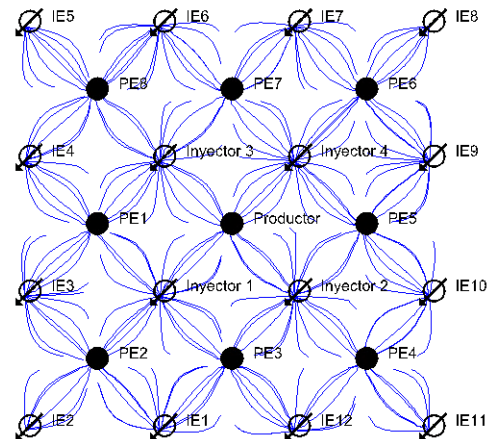
En este sentido se revisó la bibliografía referente al tema, destacándose la mención que hace Craig (1980) sobre este aspecto según los datos recolectados de pilotos de five-spot Normal e Invertido, la eficiencia areal para un arreglo five-spot Normal es menor que para un arreglo five-spot Invertido para movilidades mayores a 0.8 como es el caso del Yacimiento Puesto Molina ($\mu_o = 2.25$, $\mu_w=0.68$, en condiciones de reservorio)

Además se realizó un modelo conceptual 2D utilizando un simulador de líneas de flujo para poder calcular la eficiencia areal, de ambos arreglos. Se hicieron corridas con un pattern aislado normal, un pattern aislado invertido, 9 patterns con arreglo normal y 9 patterns con arreglo invertido. Para el caso de los arreglos aislados se hizo sensibilidad a la movilidad en un rango de 0.47 a 16.41.

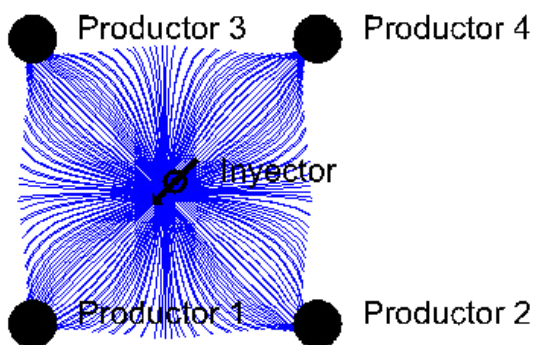
A continuación se muestran los esquemas simulados, mostrando las líneas de flujo filtradas a 1 volumen poral inyectado para los casos simulados con $M=0.92$



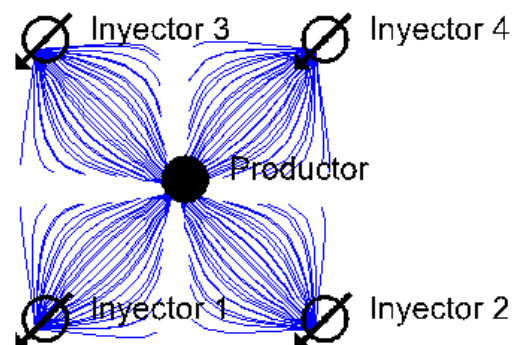
Streamlines 9 pattern arreglo five-spot invertido



Streamlines 9 pattern arreglo five-spot normal



Streamlines 1 pattern arreglo five-spot invertido



Streamlines 1 pattern arreglo five-spot normal

Figura 11: Streamlines de los modelos conceptuales realizados.

Se presentan los resultados en el siguiente gráfico, donde se confirma lo presentado por Craig sobre la mayor eficiencia areal del arreglo invertido.

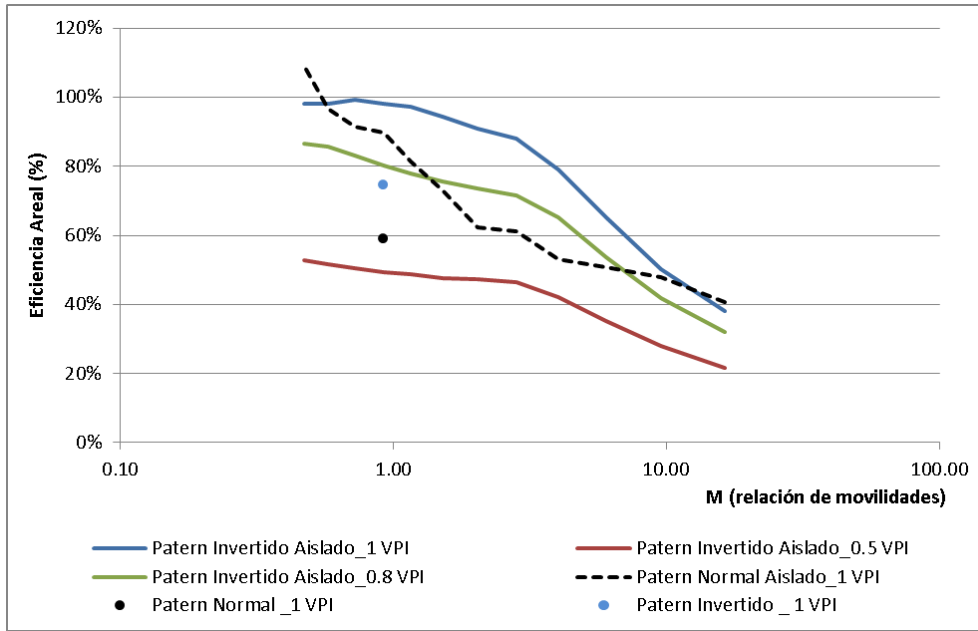


Figura 12: Eficiencia areal según la configuración del pattern.

También se decidió realizar a modo comparativo y para validar los resultados obtenidos un Cálculo Analítico utilizando WOR vs FR y CRM. Para determinar $Q_l(t)$ asociado a la inyección de agua nos basaremos en lo que se conoce como el modelo Capacitivo-Resistivo (CRM). Primero, vamos a imaginar una malla centrada en un pozo inyector. Vamos a desarrollar la idea utilizando un arreglo five-spot, el cual tiene un volumen poral V_p , compresibilidad total C y un índice de productividad J . Asumiremos que los productores mantienen en el tiempo una misma presión dinámica de fondo P_{wf} .

La compresibilidad del sistema poral viene dada por:

$$C = \frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dP} \quad (1)$$

Se puede escribir la derivada temporal de V_p como

$$\frac{dV_p(t)}{dt} = B_w(Q_{iny} - Q_l(t)) \quad (2)$$

Donde Q_{iny} es el caudal de agua inyectado al sistema.

$$\frac{CV_p dP(t)}{B_w \frac{dP(t)}{dt}} = Q_{iny} - Q_l(t) \quad (3)$$

La presión media de reservorio $P(t)$ se puede expresar como

$$P(t) = \frac{Q_l(t)}{J} + P_{wf} \quad (4)$$

De esta manera la ecuación 3 se reescribe

$$\frac{CV_p dQ_l(t)}{B_w J \frac{dQ_l(t)}{dt}} = Q_{iny} - Q_l(t) \quad (5)$$

Siendo $Q_l(0)=0$, y definiendo

$$\tau = \frac{CV_p}{B_w J}$$

La ecuación para el cálculo de líquido asociado a la inyección, $Q_l(t)$, viene dado por

$$\tau \frac{dQ_l(t)}{dt} = Q_{iny} - Q_l(t) \quad (6)$$

Para el caso particular en que el caudal de inyección es constante en el tiempo se obtiene

$$Q_l(t) = Q_{iny} \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \quad (7)$$

A continuación se muestra un ejemplo de la solución

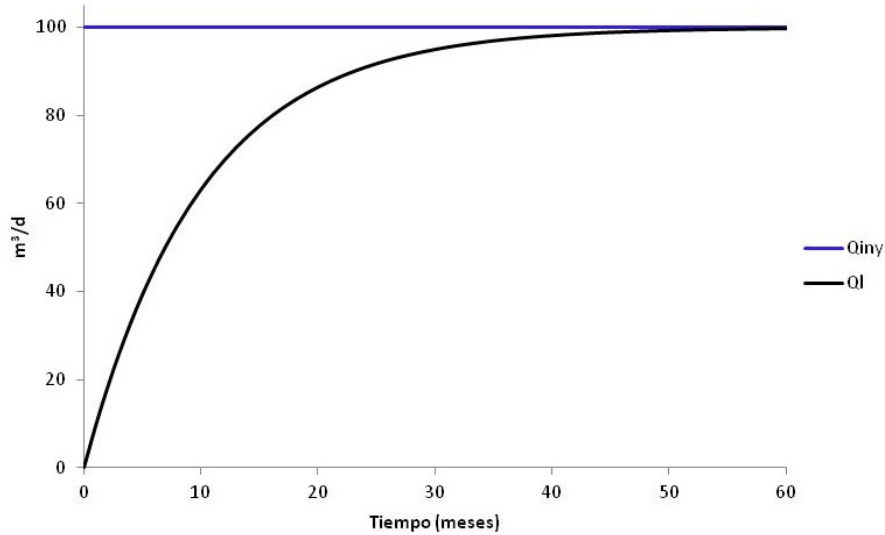


Figura 13: Ejemplo de caudal de líquido obtenido con la solución planteada para el caudal Inyectado.

Por medio de la ecuación (6) puede obtenerse un pronóstico de $Q_l(t)$ de secundaria asociado a un caudal de Inyección, Q_{iny} , constante, en la nueva zona de desarrollo propuesta.

Ahora dejamos Q_{iny} variable en el tiempo. Integrando la ecuación (6) entre 0 y t se obtiene

$$Q_l(t) = \frac{1}{\tau} \frac{(W_{iny}(t) - L_p(t))}{30.41} \quad (8)$$

Donde $L_p(t)$ y $W_{iny}(t)$ son líquido acumulado e inyección acumulada a un tiempo t , respectivamente. La ecuación se puede escribir como

$$Y = \frac{1}{\tau} X$$

Volvamos a la zona elegida como análoga. Si contamos con mediciones de producción e inyección confiables, tenemos una buena estimación del caudal de inyección asociado a los productores, las fugas de inyección son nulas o despreciables, las sumergencias de los productores tienen poca variación en el tiempo y el caudal de líquido no presenta grandes oscilaciones, podemos trazar un gráfico X vs Y , y realizar una regresión lineal (Figura 15).

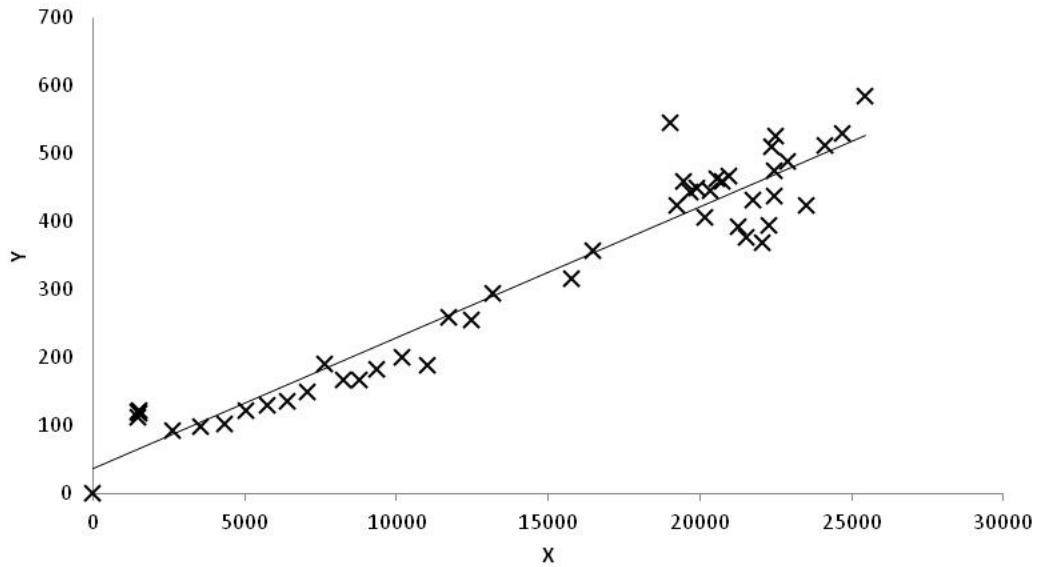


Figura 14: Regresión lineal para obtener τ .

De la pendiente de la recta tenemos una estimación de la inversa de τ .

A partir de mallas análogas podemos ajustar una curva de WOR asociado a la secundaria como función del factor de recobro (también asociado a la secundaria).

$$\text{WOR} = f(\text{FR})$$

A partir de que

$$\text{WOR} = \frac{Q_w}{Q_o} = \frac{Q_l - Q_o}{Q_o} \quad (9)$$

Despejando Q_o de la ecuación (10) tenemos que

$$Q_o = \frac{Q_l}{1 + \text{WOR}} = \frac{Q_l}{1 + f(\text{FR})} \quad (10)$$

Escribimos Q_o como la derivada de la producción acumulada de petróleo por secundaria, Op . El FR de secundaria se escribe como porcentual.

$$Q_o = \frac{1}{30.41} \frac{dOp}{dt} = \frac{\text{POIS}}{3041} \frac{d\text{FR}}{dt} \quad (11)$$

Despajando de la ecuación (11) y reemplazando la ecuación (10) se obtiene la ecuación de pronóstico de FR como función del tiempo (ecuación 12).

$$\frac{d\text{FR}}{dt} = \frac{3041}{\text{POIS}} \frac{Q_l}{1 + f(\text{FR})} \quad (12)$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones (6) y (12), podemos obtener el $\text{FR}(t)$ y $Q_l(t)$ asociados a la inyección de agua, y a su vez, reemplazando el FR en la expresión (10), obtenemos $Q_o(t)$.

Para el caso general las ecuaciones (6) y (7) se podrán resolver numéricamente por un método explícito de primer orden, por ejemplo, Euler. De encontrarse problemas de estabilidad, habrá que considerar utilizar métodos de mayor orden o implícitos.

Para un caso particular, supongamos que nuestra curva WOR vs. FR se puede aproximar de la siguiente manera

$$WOR = e^{bFR} - 1$$

Si asumimos Q_{iny} constante en el tiempo, podemos reemplazar la ecuación (7) en la ecuación (12). De esta manera nos queda que

$$\frac{dFR}{dt} = \frac{3041}{POIS} \frac{Q_{iny}(1 - e^{-\frac{t}{\tau}})}{e^{bFR}}$$

Cuya solución analítica está dada por

$$FR = \frac{\ln \left[\frac{3041 b Q_{iny}}{POIS} \left(t + \tau e^{-\frac{t}{\tau}} - \tau \right) + 1 \right]}{b}$$

Utilizando la zona análoga mencionada en la introducción y con los siguientes parámetros se obtiene el ajuste de la curva WOR vs. FR que se muestra en la figura a presentada a continuación.

A	8
b	0.9
c	1.3

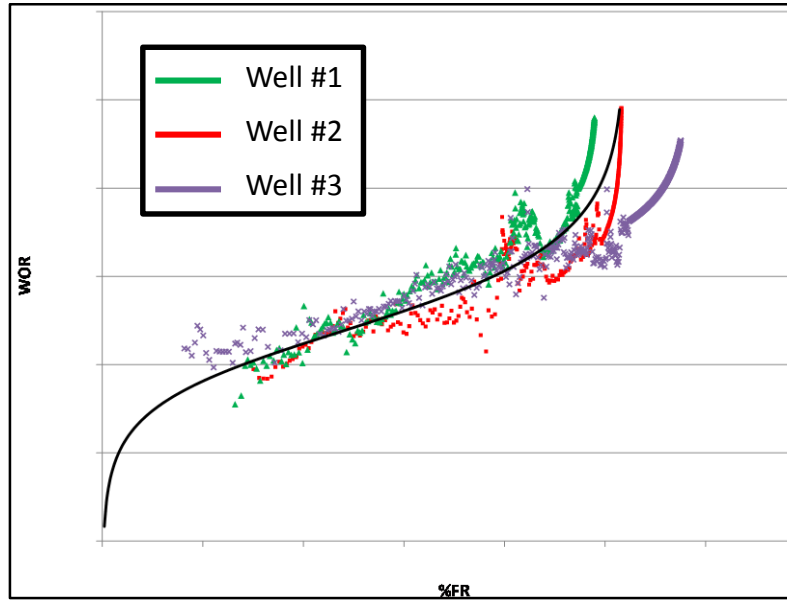


Figura 15: WOR vs. FR.

Para las mallas nuevas el caudal de líquido asociado a la inyección en cada malla, se estima utilizando el modelo capacitivo-resistivo:

$$\tau \frac{dQ_l(t)}{dt} = Q_{iny}(t) - Q_l(t) \quad (2)$$

Teniendo la curva WOR vs. FR y escribiendo el caudal de petróleo, $Q_o(t)$, como proporcional a la variación temporal del FR, tenemos la siguiente expresión:

$$\frac{dFR(t)}{dt} = \frac{3041}{POIS} \frac{Q_l(t)}{1 + WOR(FR(t))} \quad (3)$$

Resolviendo en paralelo las ecuaciones (2) y (3) obtenemos las curvas de producción secundaria para cada malla.

Como valor de τ utilizamos el calculado para una de las mallas. Dicho valor se estima de la siguiente manera: se integra en el tiempo la ecuación (2) obteniendo

$$QI(t) = \frac{1}{\tau} \frac{(Winy. cum(t) - Lprod. cum(t))}{30.41} \quad (4)$$

Que se puede escribir de la siguiente manera:

$$Y = \frac{1}{\tau} X \quad (5)$$

En el siguiente gráfico se muestra el conjunto de puntos X-Y para las mallas seleccionadas. La inversa de la pendiente de la recta del ajuste lineal es el parámetro τ .

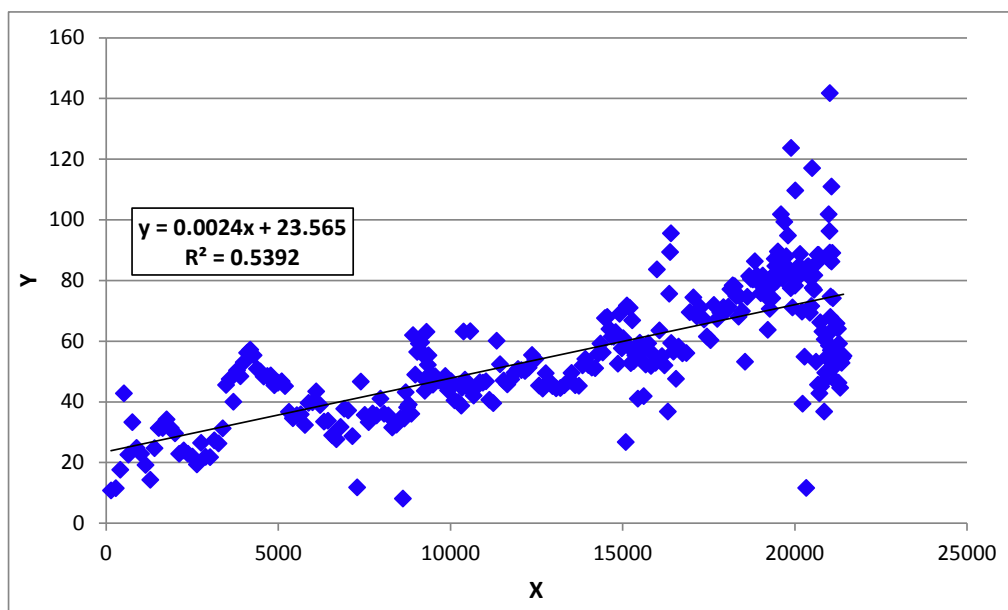


Figura 16: Estimación del valor de τ .

El valor estimado de τ es 92 meses. Para las mallas análogas se corrige el valor de τ haciendo la proporcionalidad con el volumen poral de cada malla.

Con estos factores se procedió a aplicar los cálculos descriptos a cada malla nueva solicitada, asumiendo para este cálculo que la saturación a la hora de comenzar la recuperación secundaria es similar a la de la zona análoga utilizada por tratarse de zonas donde la inyección ha sido escasa o nula y solo hay un periodo de recuperación primaria similar al que antecedió la inyección secundaria en la zona analizada.

A modo de ejemplo se muestra la comparación de los resultados aplicando los distintos métodos explicados en una de las mallas del proyecto.

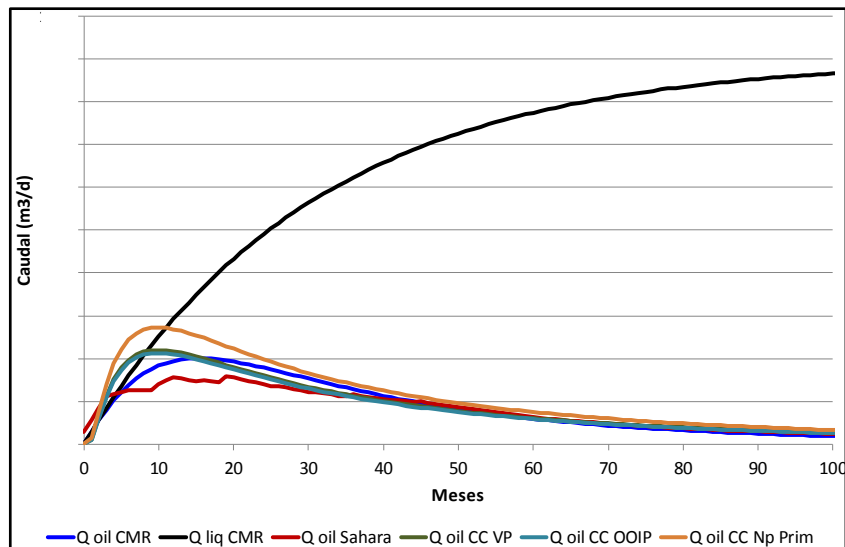


Figura 17: Comparación de pronósticos.

Con esta metodología se generó la curva de pronóstico asociada a la actividad propuesta.

A continuación se muestran los resultados de la campaña 2014/2015 que incluye actividad de pozos nuevos asociada a recuperación secundaria.

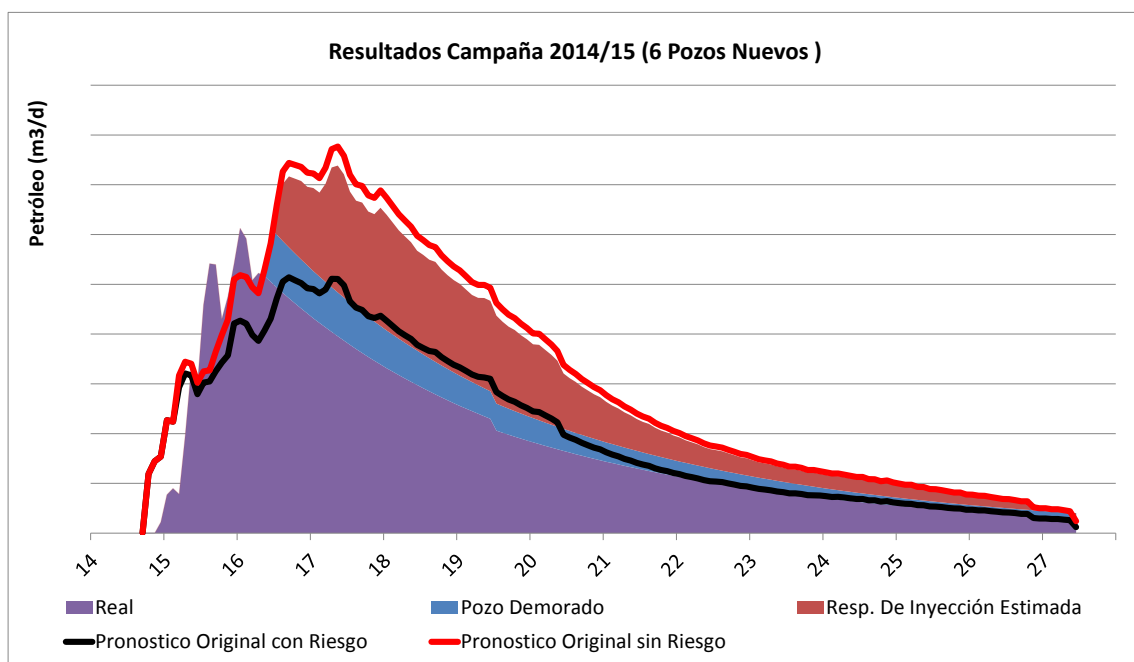


Figura 18: Resultados de la actividad 2014/15.

Además, como parte de la caracterización de Reservorios se comenzó la tarea de inyectar trazadores químicos para determinar conectividades entre pozos y posibles canales que produzcan la rápida irrupción de agua inyectada en pozos productores. Ante los resultados obtenidos a partir de los primeros ensayos, se continuó con una segunda campaña de inyección de trazadores químicos como para poder continuar con la caracterización de reservorios. Actualmente se continúa muestreando aquellos pozos afectados dentro de las distintas mallas.

Como resumen de la evaluación de los ensayos se puede señalar que surge la necesidad de realizar un Conformance. Se pretende estudiar una modificación en los patrones de flujo por medio de la perforación Inyectores y de la perforación de pozos de reemplazos para completar las nuevas mallas y realizar una

estimación preliminar asociada al Water Conformance en 5 Mallas en las cuales se evaluaron y cuantificaron la zona contactada por los trazadores químicos.

Plan de Reparaciones de pozos al Mb. La Tosca

El presente proyecto contemplaba, en sus inicios, la realización de una docena de reparaciones para este Miembro. El propósito de la inversión presentada en este plan apuntó al aumento de la producción de los pozos seleccionados, por medio de la apertura y estimulación de las capas con pronóstico favorable, que no habían sido tenidas en cuenta en el momento de la terminación original de los pozos. También se buscó continuar con el desarrollo del Mb. La Tosca de la Fm. Huitrin y explotar el máximo potencial de los sondeos involucrados. En Puesto Molina, éste yacimiento se desarrolla principalmente en la provincia de Neuquén en el flanco Oeste de la estructura, conformando una faja con una orientación NO – SE (Figura 19).

En función del trabajo de revisión del Mb. La Tosca que se viene realizando desde el año 2014 al presente, se ha confeccionado un nuevo mapa, a partir de la reinterpretación del sistema de fallas y de la estructura en general, que permitió reevaluar el potencial de la zona.

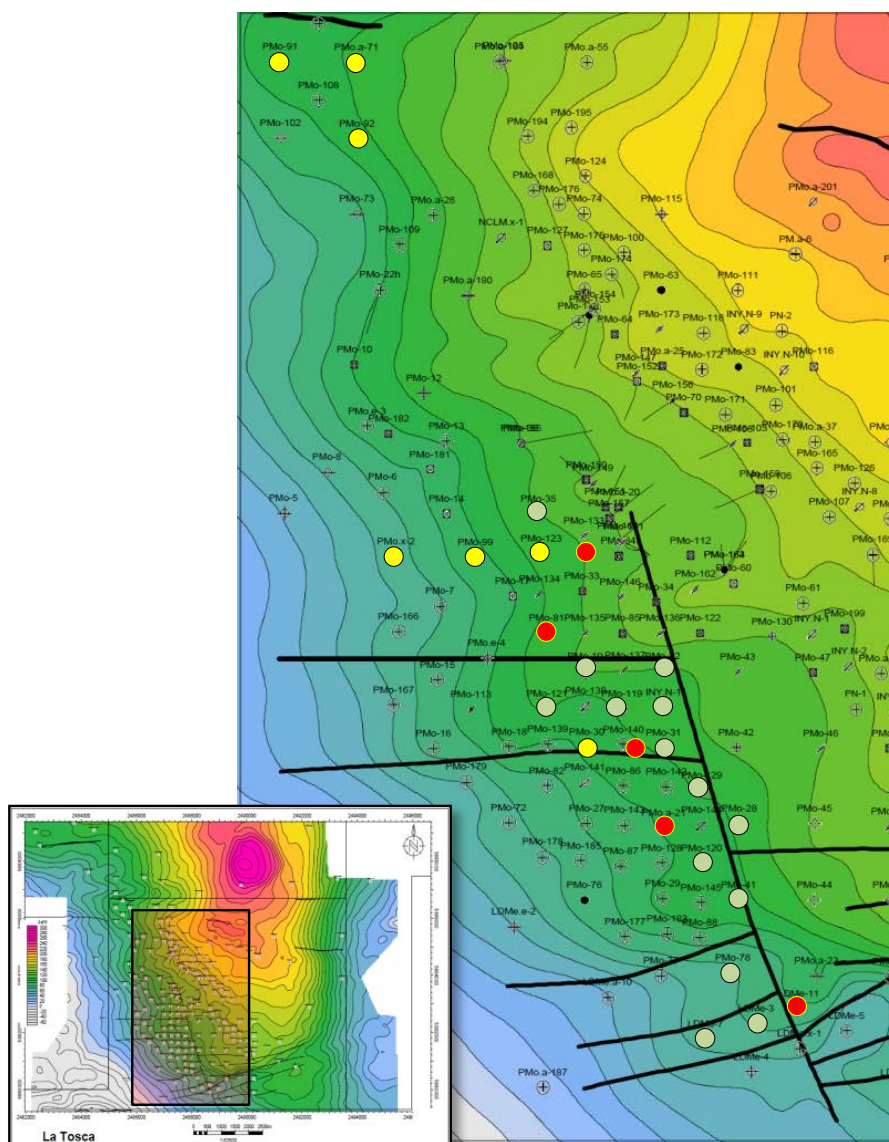


Figura 19. Mapa Estructural al tope del Mb. La Tosca en el sector Oeste de PMo mostrando en amarillo los pozos usados para realizar el pozo tipo. En rojo se muestran los pozos que fueron reparados y el resto corresponden a futuras reparaciones.

Hasta el presente, ya habiéndose realizado la totalidad de las reparaciones propuestas, los resultados obtenidos en el Mb. La Tosca apalancan y refuerzan la continuidad del objetivo previsto, permitiendo visualizar más reparaciones en estos niveles (Figura 20).

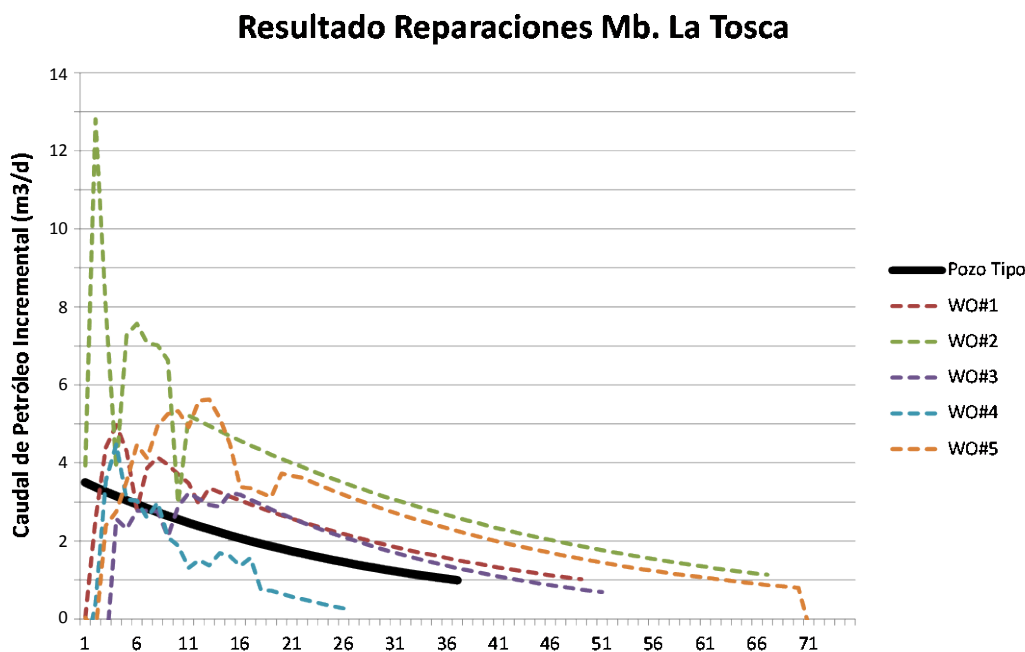


Figura 20. Resultados de las reparaciones efectuadas hasta el presente en el Mb. La Tosca en PMo.

Proyecto de Gas somero - Formación Rayoso

El Yacimiento Puesto Molina presenta un potencial gasífero para la Fm. Rayoso que, hasta el presente, no había sido evaluado ni desarrollado. Esto se debió, principalmente, a que no era viable comercialmente ya que, hasta el año 2012 no existía incentivo para incrementar la producción de gas.

El presente proyecto tiene por objetivo la delineación y desarrollo del reservorio de gas de la Fm. Rayoso de Puesto Molina, así como su transporte, con el fin de colocarlo en puntos de venta o para consumo interno.

La evaluación del potencial gasífero resulta entonces de vital importancia para reducir la incertidumbre geológica y lograr alcanzar un volumen mínimo de reservas y/o recursos y producción de gas que haga rentable un proyecto de desarrollo, tratamiento y transporte de gas.

Los primeros pozos que constataron la presencia de Hidrocarburos en la Fm. Rayoso, en el área de Puesto Molina, datan del año 1982. Al presente, apenas una decena de pozos fueron punzados en esta unidad formacional. La mayoría de los pozos comprobaron gas seco combustible con un pequeño porcentaje de CO₂, y petróleo solamente en un par de pozos, con bajos caudales. Los niveles productivos, dentro de esta unidad formacional, se localizan a una profundidad que varía entre 350 y 500 m, y muestran una buena continuidad lateral.

A partir de los datos de correlación pozo a pozo se construyó el mapa estructural con los límites de las truncaciones para cada ciclo (Figura 5). La presión de reservorio medida es de 18,5 kg/cm². Posteriormente se realizaron las interpretaciones petrofísicas a los pozos que tenían set completo de curvas, los pozos más antiguos cuentan solo con GR y/o Resistividad a esa profundidad.

Con esta información de perfiles más la actualización del mapa estructural se delimitó la zona de espesor Útil para cada uno de los cuatro ciclos de esta unidad formacional para el AdR de Puesto Molina.

Desde el año 2014 hasta la actualidad, se repararon cuatro pozos en el área de PMo, en la Fm. Rayoso, con el objetivo de comprobar el potencial antes mencionado. Se optó por realizar reparaciones yendo desde lo

alto de la estructura hacia la parte baja, buscando corroborar la posición del contacto de agua en el ciclo 1 y buscando comprobar la productividad de los ciclos más profundos.

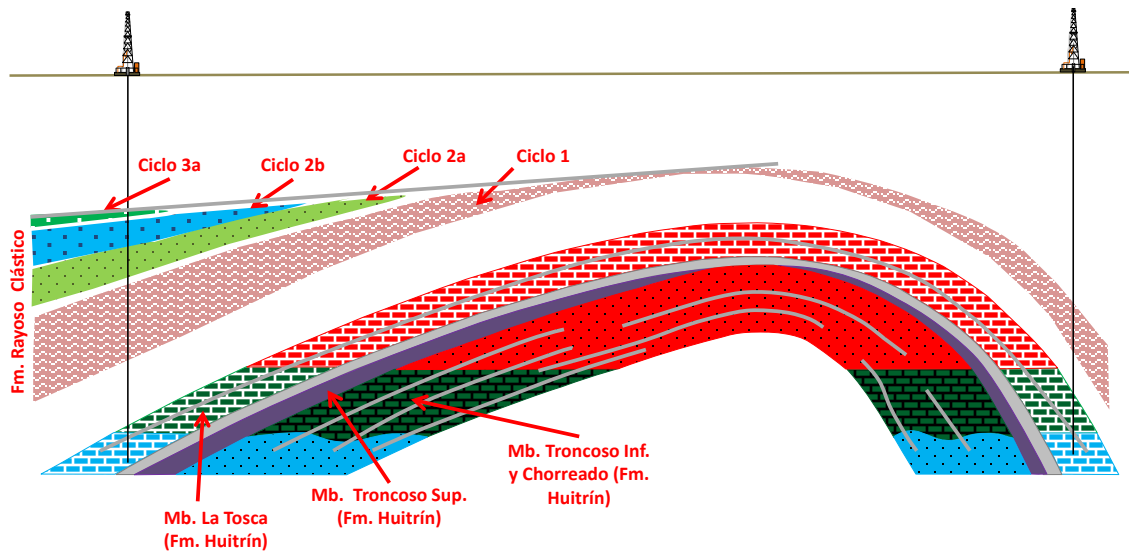


Figura 21: Esquema del entrapamiento de la zona, producto de la truncación de los reservorios con la discordancia. Los 4 ciclos presentes en Puesto Molina son C1, C2a, C2b y C3a.. Por debajo se observan los ciclos de la Fm. Huitrín.

Se ha realizado GEP y ensayo isocronal modificado en los dos primeros pozos reparados donde se puede observar productividad similar en ambos pozos. Con estos ensayos se pudieron obtener datos de presión del yacimiento. A los fines del cálculo se realizó un modelo MBAL y una red GAP con los datos de la volumetría obtenida y la IPR calculada a partir del isocronal modificado.

Se adjuntan los datos de ambos ensayos y se muestra a continuación la IPR obtenida por el análisis del ensayo del pozo.

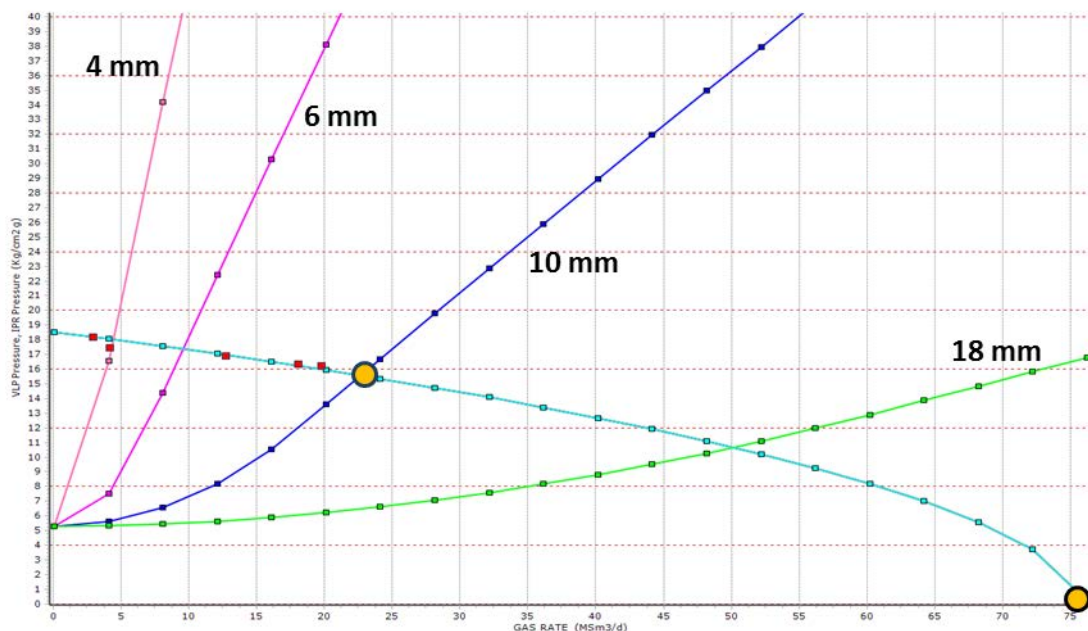


Figura 22: Análisis Nodal a partir de ensayo isocronal modificado.

Se realizó Balance de Materia para obtener el pronóstico de producción para el gas de la Formación Rayoso.

A continuación se muestra el grafico con los pronósticos de producción para el reservorio Fm. Rayoso (Nqn+Mza) en función de la cantidad de pozos perforados. Se tomaron como criterios de corte para el pronóstico que el caudal de gas mínimo por pozo sea de 10 km3/d.

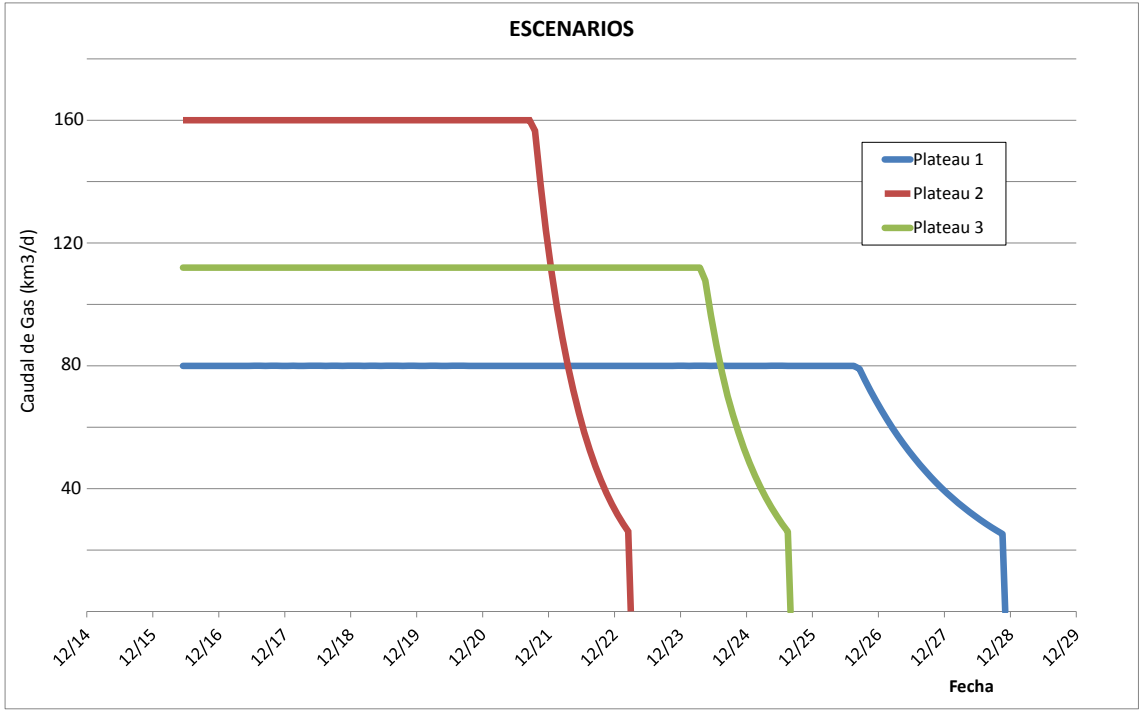


Figura 23: Comparación de escenarios de producción.

Resultados Obtenidos

- Se incrementó la actividad a partir del estudio y desarrollo de nuevos objetivos en sectores y/o unidades formacionales dentro de la columna estratigráfica, que habían sido marginados de la explotación original.
- Se aumentó un 2 % el factor de recobro de los reservorios principales en el área
- Se obtuvo un 80 % de incremento de producción de petróleo y un 67% en la de gas, lo cual ayudó a la reducción en los costos operativos por unidad de producción.
- Se redujo en un 5.8 % el corte de agua del campo.
- Se logró reincorporar las reservas perdidas por economicidad en el año 2012, e incorporar nuevas llegando al 9 % de las reservas 3P del activo.
- El volumen de reservas 3P incorporado significó el 132 % del volumen de reservas previo.
- En base a los resultados de los pozos perforados para recuperación secundaria se validan las distintas metodologías usadas para el cálculo de reservas asociadas a la ampliación de la secundaria existente, que ayudaron a reducir la incertidumbre de los pronósticos.

Conclusiones

- Los campos maduros representan una gran oportunidad de incorporar reservas y generar valor para la empresa.
- Uno de los factores críticos de éxito en la reactivación de un Campo Maduro es la organización de un equipo multidisciplinario con un enfoque integrado, apoyada en recursos humanos con competencias técnicas adecuadas y capacidad para asumir riesgos, que generen nuevas ideas y planteen nuevos procesos.
- El riesgo económico es menor en yacimientos maduros que el asociado a la perforación de prospectos nuevos. Los campos maduros suelen ser una fuente de petróleo “nuevo”, que siempre se pasa por alto.
- Para garantizar el éxito del rejuvenecimiento en un campo maduro es necesario reducir la incertidumbre mediante una caracterización detallada del yacimiento, evaluar el estado real del campo y ver en qué etapa de madurez se encuentra.
- Debemos preguntarnos si tenemos reservorios maduros o si son simplemente viejos.

Bibliografía

- “DSD_Optimización Puesto Molina_PA-2014”. Informe Interno YPF S.A. Julio 2014.
- “DSD_Optimización Puesto Molina_PA-2015_2016”. Informe Interno YPF S.A. Marzo 2015.
- “Optimización del yacimiento Puesto Molina, Mendoza Sur”, Jornadas Internas de Gerenciamiento. YPF.S.A. Noviembre 2015.
- Craig, F. Jr. “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”. 1980, 3° Edición.
- Martinez, Ricardo E. “Gestión de Campos Maduros”. IAPG, Jornadas Técnicas. Comahue 2008.
- Chebli, Pablo. “Un debate necesario: ¿Yacimientos maduros para quién?”. Revista Petroquímica. Petróleo, Gas, Química & Energía. <http://revistapetroquimica.com/un-debate-necesario-yacimientos-maduros-para-quien/>

Esteban Marcelo Pieroni

- **Título y lugar de estudio:** Geólogo. Universidad Nacional de Tucumán (Facultad de Ciencias Naturales e I. M. L.)
- **Empresa:** YPF S.A.
- **Cargo actual en la empresa:** Geólogo de Desarrollo Senior, Activo Puesto Molina, Unidad de Negocios Mendoza Sur.

Sergio Ariel Koch

- **Título y lugar de estudio:** Ing. En Petróleo. Universidad Nacional del Comahue (Facultad de Ingeniería)
- **Empresa:** YPF S.A.
- **Cargo actual en la empresa:** Ingeniero de Reservorio Senior. Desarrollo, Activo Puesto Molina, Unidad de Negocios Mendoza Sur.