

PROYECTO DE POLÍMERO EN DESFILADERO BAYO: PASOS PREVIOS A LA IMPLEMENTACIÓN

Luis Martino, Silvana Gandi, Anthony Thompson, Pablo Barros, Elena Morettini, Marcos Cerroni, Enrique Oviedo, Mariana Beltrán, YPF e Isabel Vega, Y-TEC, luis.martino@ypf.com

Sinopsis

Los procesos que involucran la recuperación mejorada de petróleo con químicos (CEOR) en superficie (generación y manejo de productos), en el subsuelo (movimiento de fluidos y procesos de barrido y empuje) y a nivel de caracterización de reservorio (facies, interacción química fluido/roca, adsorción/retención), necesitan ser estudiados en detalle para reducir las incertidumbres asociadas en un plan de desarrollo de campo.

La complejidad de estos procesos implica estudios integrales robustos que abarquen todos los aspectos, desde el reservorio a las instalaciones de superficie, para obtener los resultados deseados en la implementación. Una caracterización de reservorios de detalle, que permita entender y predecir el movimiento de fluidos en el medio poroso, en conjunto con la implementación de un piloto de inyección de polímero, son pasos fundamentales y necesarios para probar la economicidad de un proyecto y la factibilidad del manejo en el yacimiento.

En este contexto, la Formación Rayoso en Desfiladero Bayo (DB, Mendoza Sur) ha sido el reservorio seleccionado como objetivo para la inyección de polímero. El campo cuenta con tres unidades productivas: Fm. Rayoso, Fm. Huitrín (Mb. Troncoso Inferior) y Fm. Agrio, todos en producción desde hace más de 30 años (primaria y secundaria). Debido a la producción e inyección en conjunto, la alocación de los fluidos resulta incierta creando una dificultad importante a la hora de determinar el estado de saturación de petróleo actual por nivel productivo.

Con el objetivo de reducir esta incertidumbre, se elaboró un modelo estático-dinámico de alto detalle en la zona seleccionada en DB para el piloto de polímero en la Fm. Rayoso y se realizó una exhaustiva campaña de toma de datos que incluyó la extracción de una corona, registro de perfiles especiales, mediciones de laboratorio con polímero y estudio de trazadores.

Debido a la escasa confiabilidad en los datos de producción e inyección en la Fm. Rayoso, el modelado estático-dinámico se realizó utilizando una metodología novedosa para el ajuste histórico. Esta consiste en ajustar los perfiles de resistividad de pozos *infill* post-inyección, basándose en el cambio de salinidad de la formación debido a la inyección de agua histórica.

Los resultados obtenidos en el modelado, calibrados con las muestras adquiridas de roca y fluidos de producción, muestran un gran potencial en la Fm. Rayoso para la recuperación mediante la inyección de polímero. La simulación dinámica se corrobora por un incremento de producción de petróleo obtenido en la zona del piloto al aumentar y regularizar la inyección de agua en el reservorio.

1. Introducción

La cuenca Neuquina es la segunda cuenca con mayor producción de la Argentina; de acuerdo con la Secretaría de Energía, en el año 2014, la producción anual alcanzó los 77.43 millones de barriles equivalentes de los cuales el 44 % corresponden a campos operados o en asociación con YPF S.A. La mayoría de los campos en producción poseen una alta madurez y la identificación de estrategias de producción alternativas es la clave para continuar su operación de forma económicamente rentable, reducir el declino y aumentar la tasa de reemplazo de reservas.

El área de estudio está situada en la porción noreste de la cuenca dentro del campo Desfiladero Bayo (DB), el cual comenzó su explotación hace más de 30 años y los pozos son en su gran mayoría productores de tres formaciones: Fm. Agrio, Fm. Huitrín (Mb. Troncoso Inferior) y la Fm. Rayoso.

La Fm. Rayoso del período Cretácico Superior, caracterizada por una alternancia de intervalos arenosos y pelíticos, presenta una gran continuidad lateral y excelentes propiedades de reservorio. Sin embargo, desde un punto de vista productivo, ha sido siempre considerado un reservorio secundario, debido a la presencia de formaciones subyacentes aún más productivas (Fm. Agrio y Mb. Troncoso).

Las características de los intervalos reservorio de gran continuidad lateral (mayores al km de acuerdo con lo observado en afloramientos) generan una buena conectividad inyector/productor y permeabilidades entre 200 mD – 1.000 mD; en conjunto con la baja salinidad del agua de formación (23 gr/l NaCl), la alta viscosidad del petróleo (~20 cP) y la baja temperatura (42°C) lo hacen el reservorio ideal para realizar una recuperación mejorada a partir de la inyección de polímero.

En este trabajo se describirán los pasos realizados previos a la implementación de un piloto de recuperación terciaria en el campo Desfiladero Bayo con el objetivo de mejorar el factor de recobro en la Fm. Rayoso por medio de la inyección de polímero.

2. Principales incertidumbres

La zona de interés se encuentra en la parte central del yacimiento Desfiladero Bayo. Incluye un área rectangular de 1.53 km² compuesta por un total de 29 pozos, 9 de ellos involucrados en forma directa con el piloto de inyección (6 inyectores –IP– y 3 productores –PP– centrales en esquema *line-drive*) y 20 pozos periféricos de segunda línea (11 inyectores –IB– y 9 productores –PB–) (Figura 1).

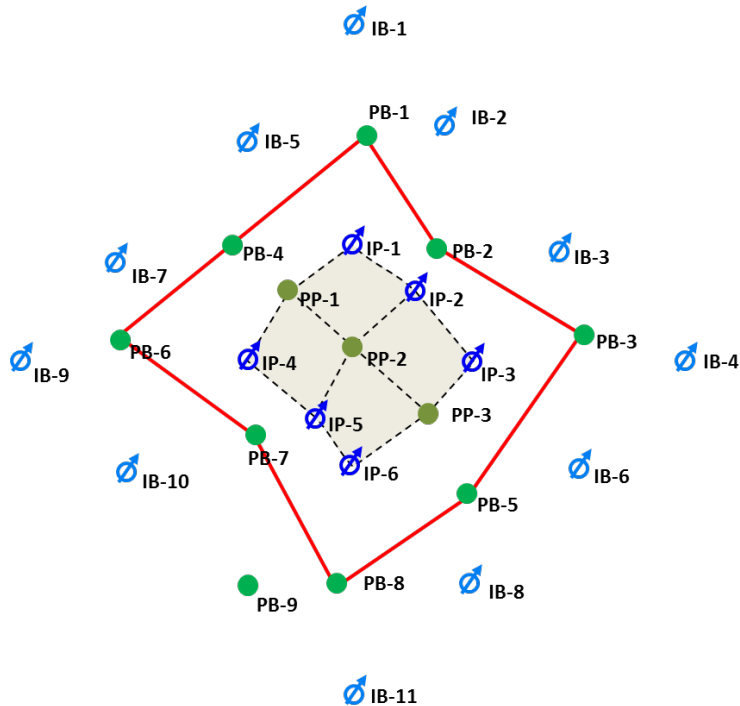


Figura 1: Esquema de pozos en la zona del piloto DB

Las tres principales incertidumbres desde el punto de vista de subsuelo son la saturación de petróleo remanente, la conectividad del reservorio y la inyectividad de la solución polimérica.

La dificultad de establecer la saturación de petróleo remanente en la Fm. Rayoso se debe a que el yacimiento DB tiene una secundaria madura en las tres formaciones productivas y su historia de producción/inyección no se encuentra lo suficientemente bien documentada como para poder determinar los volúmenes producidos e inyectados en cada uno de los intervalos.

Para mitigar la incertidumbre en la saturación de petróleo remanente se adquirieron perfiles especiales que permitieron calibrar la saturación actual, y actuar como punto de anclaje en el modelo dinámico.

Respecto de la conectividad de los reservorios, en función de la visualización y analogía con afloramientos se puede considerar que las zonas de mayor desarrollo -apilamientos verticales arenosos de espesores mayores a 8 metros-, poseen extensiones laterales mayores al kilómetro. Sin embargo, de acuerdo a la interpretación sísmica podrían existir discontinuidades estructurales que afecten al flujo (total o parcial) entre inyector/productor, haciendo compleja la interpretación de los resultados del piloto. Con el fin de reducir esta incertidumbre se hicieron ensayos de trazadores entre pozos.

Dadas las características del reservorio, permeabilidades entre 200 mD – 1.000 mD; baja salinidad del agua de formación (23 gr/l NaCl), alta viscosidad del petróleo (~20 cP) y baja temperatura (42°C), se preseleccionó una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) de alto peso molecular (20 MDa). Éstas, de acuerdo a los distintos proveedores, varían en calidad y tienen asociados diferentes estabilizantes que pueden afectar su performance en campo. Con el objetivo de

seleccionar el químico óptimo para lograr la viscosidad objetivo, se realizaron ensayos de distintos polímeros, considerando en el proceso de selección la degradación química, la adsorción en el reservorio y la adecuada hidratación para minimizar los costos operativos.

2.1. Adquisición de datos

Debido que para la implementación del piloto fue necesaria la perforación de tres pozos dentro de la zona de interés (PP-1, IP-2 e IP-5 -Figura 1-), se planificó una toma exhaustiva de datos con el objetivo de reducir las incertidumbres asociadas a la saturación de petróleo remanente y realizar mediciones de laboratorio para la selección del polímero.

En uno de los pozos perforados se adquirió un testigo corona de 72 m (PP-1) que abarca de manera continua todo el intervalo superior del Miembro RCI (intervalo productivo de la Fm. Rayoso) y que tuvo un doble objetivo. En primer lugar, utilizar la corona como calibración del modelo estático desde un punto de vista sedimentológico (composición mineral, microfacies, facies) y estratigráfico. Y en segundo lugar, utilizar muestras frescas del yacimiento para realizar la caracterización petrofísica (mediciones básicas, presiones capilares) y ensayos de barrido con inyección de polímero con el objetivo de seleccionar el polímero óptimo a inyectar.

Adicionalmente se adquirieron perfiles especiales (RMN, dieléctrico e imágenes) y se realizaron ensayos de presión con toma de muestras de fluidos en los tres pozos perforados. Estos datos permitieron calibrar la saturación de petróleo remanente derivada de los perfiles de resistividad utilizando valores variables de salinidad de agua de formación.

A modo de ejemplo, se presenta en la Figura 2 el cálculo de saturación de agua del pozo PP-1 y la saturación y salinidad obtenida a partir de las muestras de fluido.

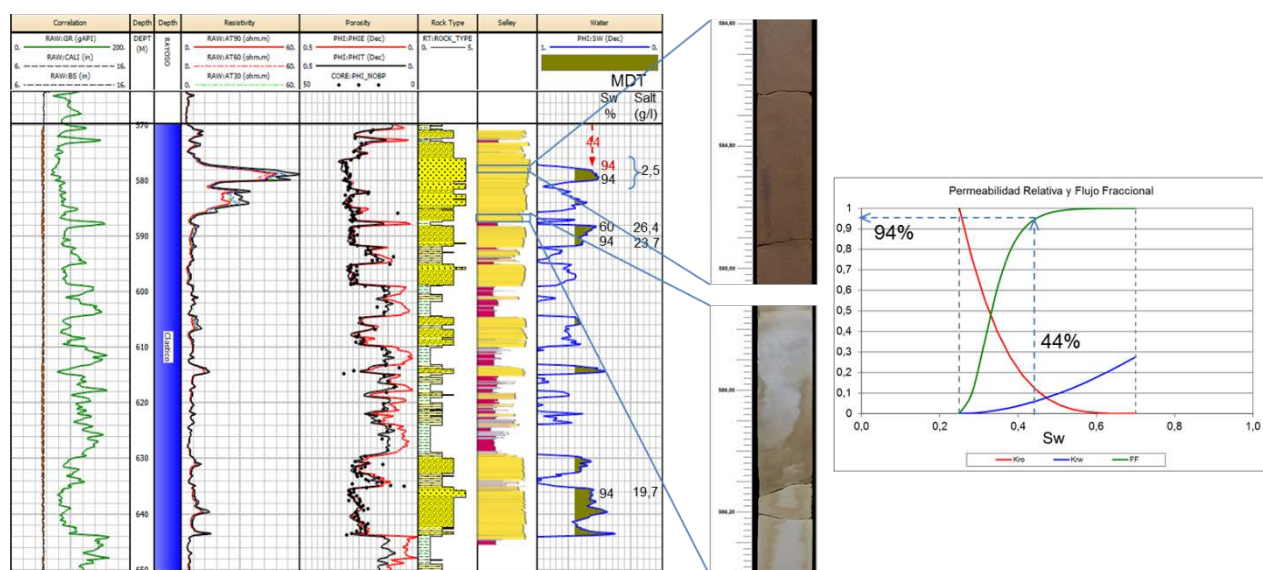


Figura 2: Perfiles del pozo PP-1, fotografías de la corona, permeabilidades relativas y curva de flujo fraccional.

Es importante destacar el comportamiento de la curva de resistividad en el intervalo arenoso superior, donde se observa un aumento muy marcado de la misma, asociado según las muestras del ensayador de formación a agua de baja salinidad (2.5 gr/l) proveniente de la inyección histórica en la zona. El resto de los intervalos reservorio más profundos presentan agua de salinidad original (26 gr/l).

El cálculo de saturación obtenido con la resistividad del agua de formación variable, da un valor promedio de 44%, el cual es consistente con los porcentajes de agua obtenidos en los ensayos (94%), teniendo en cuenta la relación de movilidad entre el petróleo y el agua y las permeabilidades relativas. En la corona también pudo observarse la alternancia de la impregnación en función de la calidad del reservorio (fotografías).

La campaña de trazadores consistió en la inyección de trazadores fluorbenzeicos de diferentes especies en cada uno de los pozos inyectoros del piloto (IP-1 al IP-6) con controles periódicos en los pozos productores centrales y de primera línea.

Los resultados luego de 9 meses de control mostraron la aparición de los trazadores en todos los pozos asociados con el piloto de polímero (Figura 3)

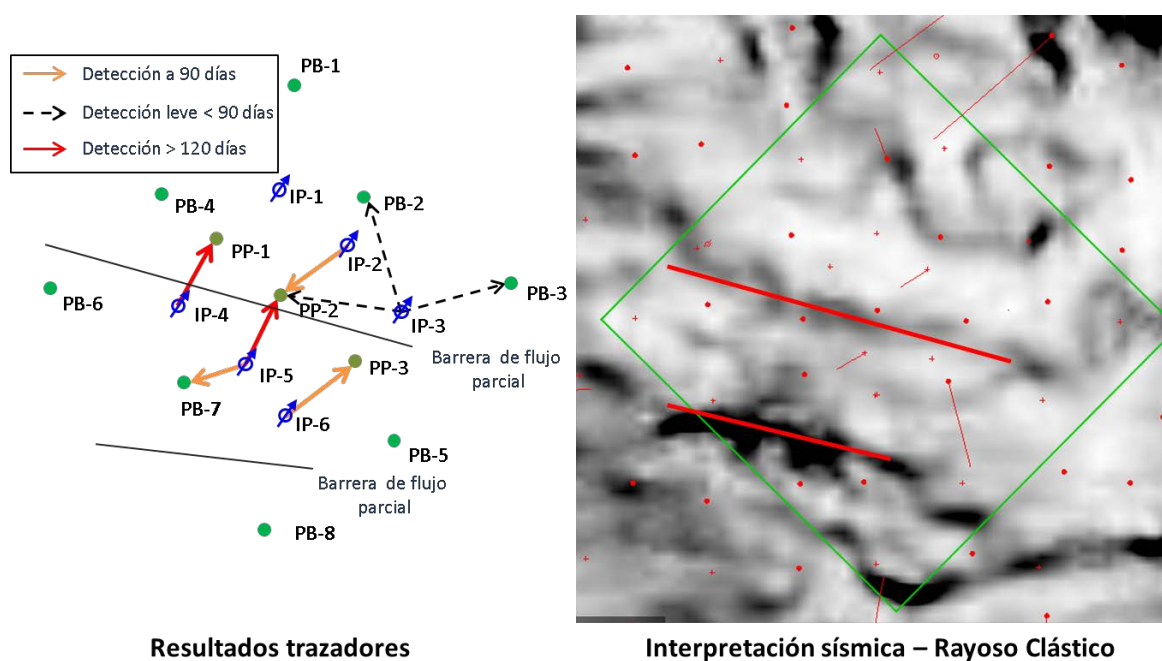


Figura 3: Resultados del ensayo de trazadores químicos e interpretación sísmica en la zona del piloto

En particular los pozos PP-1 y PP-2 recibieron trazador en un tiempo mayor al esperado de los pozos IP-4 e IP-5 respectivamente, mientras que el pozo PP-3 no recibió el trazador del pozo IP-3. Todos estos retrasos son consistentes con posibles anomalías observadas en la sísmica (Figura 3), confirmando una barrera semipermeable al flujo (actuando como retardadora de la inyección) en la zona del piloto, la cual fue incluida en el modelo estático-dinámico debido que, sin su existencia, no era posible ajustar los tiempos de arribo de los trazadores.

2.2. Selección del polímero

Con el objetivo de seleccionar el polímero óptimo a utilizar en el piloto se realizó una evaluación técnica de ocho HPAM comerciales preseleccionadas. Se realizaron ensayos de estabilidad a temperatura de reservorio, en condiciones aeróbicas y en presencia de roca molida obtenida del testigo corona extraída en el pozo PP-1. Estos primeros ensayos redujeron la preselección a cuatro polímeros que resultaron más estables con pérdidas de viscosidad menores al 10%.

Los cuatro polímeros fueron sometidos a ensayos de flujo en tren de corona y a pruebas de hidratación en campo, buscando asegurar la integridad de la viscosidad bajo condiciones aeróbicas.

De la lista de cuatro productos evaluados se seleccionó un polímero de 20 MDa, 20-25% de grado de hidrólisis con comportamiento de viscosidad en función de la concentración como se muestra en la Figura 4.

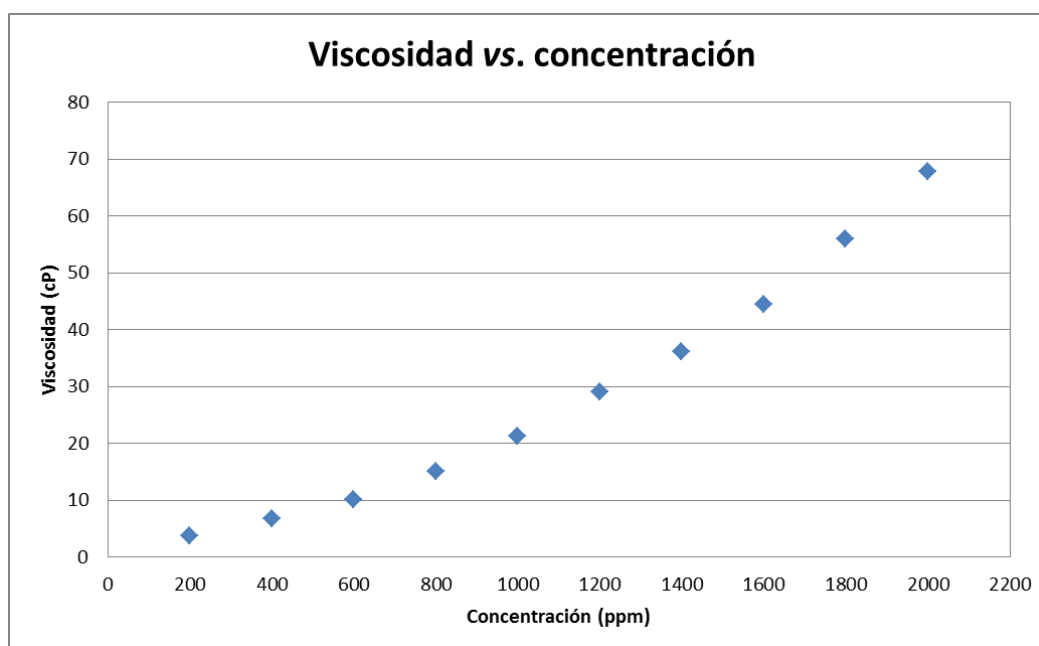


Figura 4: viscosidad en función de la concentración del polímero seleccionado

2.3. Estrategia de modelado estático-dinámico

En paralelo a la adquisición de datos y debido a la complejidad de los procesos involucrados en la inyección de polímero, se construyó un modelo estático-dinámico de alta resolución con el objetivo de ajustar los nuevos datos, comprender la física del yacimiento de manera detallada, obtener una imagen del estado actual de la saturación en la zona de interés y asistir en el desarrollo e implementación del piloto de polímero.

La caracterización sedimentológica y estratigráfica de la Fm. Rayoso se basa en el reconocimiento de superficies claves y en la interpretación de la sucesión vertical de facies en la corona continua obtenida de todo el intervalo de interés (Figura 5).

Se incluyó un armazón estratigráfico detallado en el cual se procedió a una correlación de alta resolución dentro de los cuerpos reservorios. Esto llevó a una subdivisión de la grilla 3D en 54

zonas, divididas entre zonas reservorio, no reservorio y mixtas. Las zonas reservorio fueron divididas con el fin de obtener celdas de resolución vertical cercana a la resolución de los perfiles eléctricos (~35 cm), mientras que las zonas no reservorio no fueron divididas.

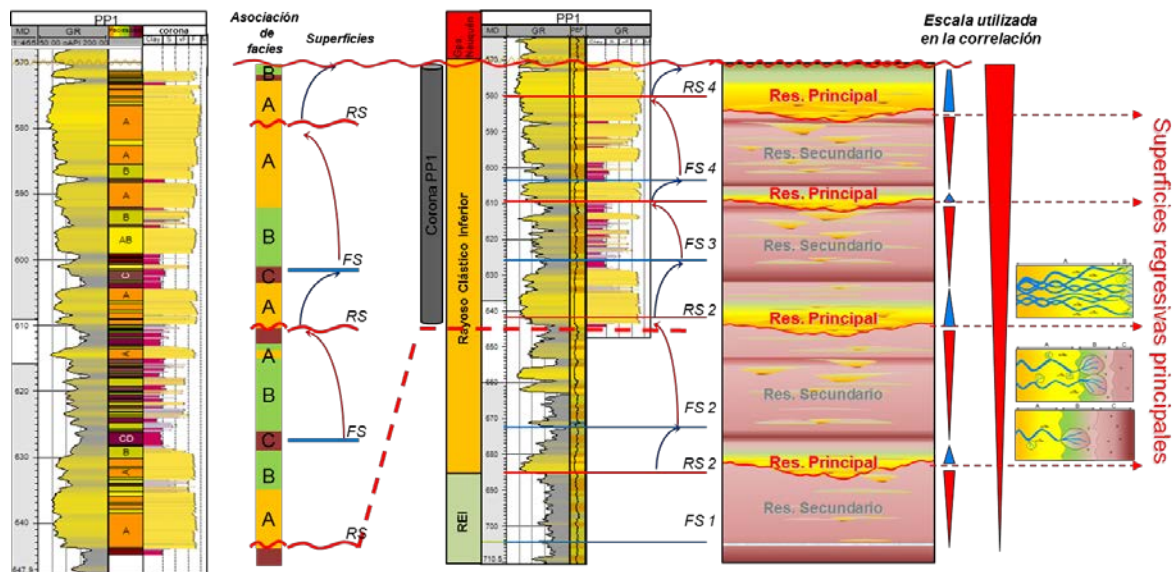


Figura 5: Modelo de apilamiento de facies en corona, ciclicidad

Se definieron 3 asociaciones de facies descritas en la corona, el conjunto de asociaciones de facies ha sido interpretado como parte de un sistema de abanico fluvial en porciones medias a distales (Figura 6).

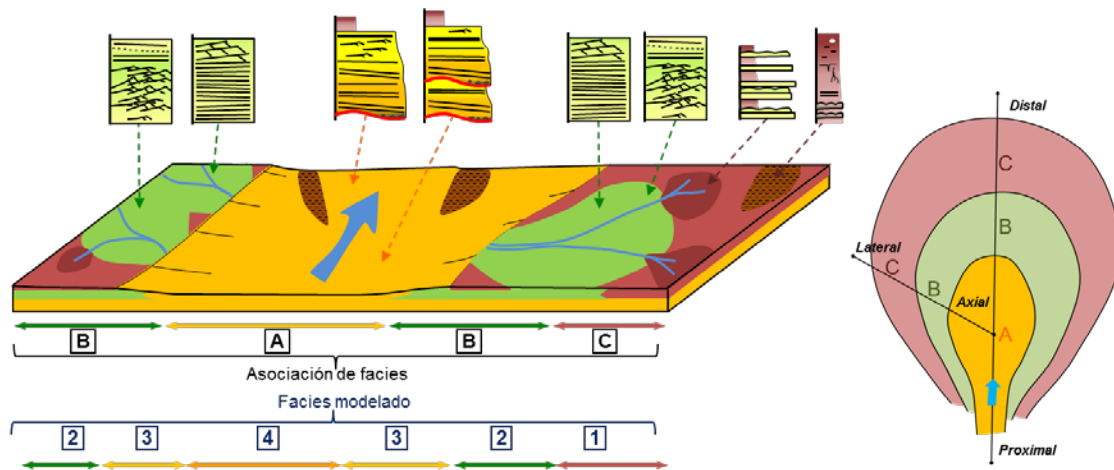


Figura 6: Distribución esquemática de las asociaciones de facies observadas en la Fm. Rayoso

Las facies del modelo geológico conceptual fueron capturadas con el set de perfiles disponibles, permitiendo dar una relación espacial a la distribución de facies y las propiedades petrofísicas asociadas (leyes k-phi, permeabilidades relativas por facies). En la Figura 7 se puede observar la correspondencia entre la asociación de facies descrita en corona, los tipos de roca determinados mediante la distribución de gargantas porales y sus propiedades petrofísicas asociadas.

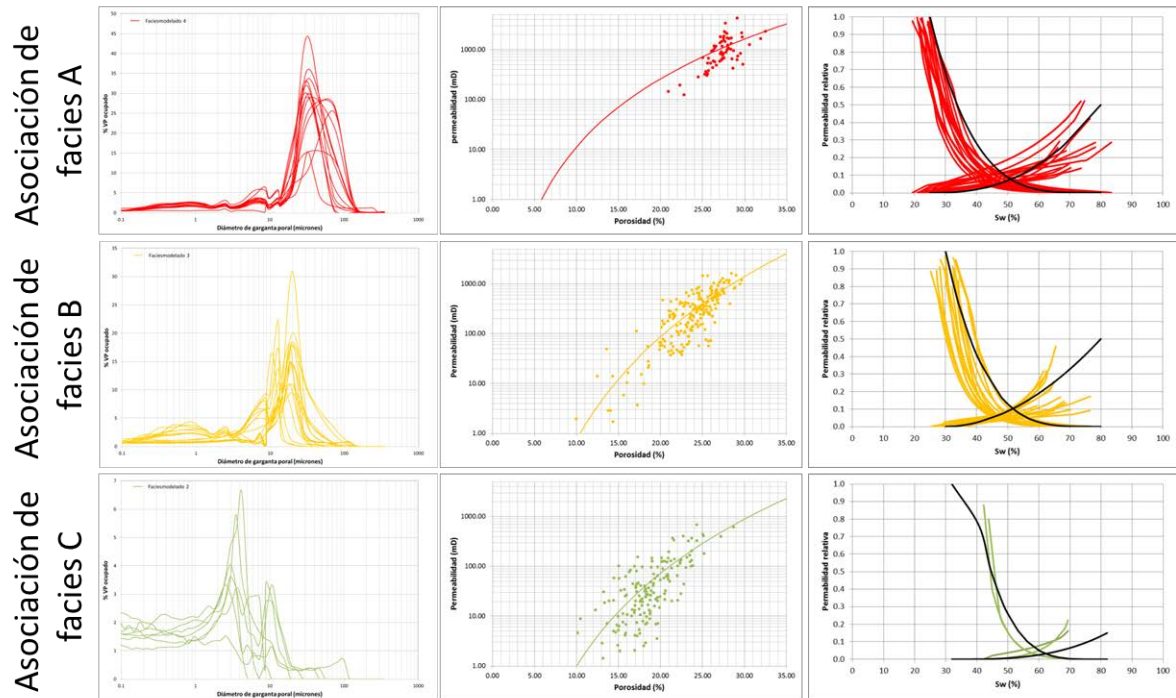


Figura 7: Asociaciones de facies y su correspondencia con las presiones capilares, leyes porosidad-permeabilidad y permeabilidades relativas

2.4. Ajuste histórico

Los datos de alocación histórica disponibles al momento de comenzar el proceso de ajuste histórico eran derivados de un modelo *full-field* previo. Al restringir los datos de producción en la zona del piloto se obtuvo como resultado variaciones de presión inconsistentes con los datos históricos en pozos *infill*, por lo que se concluyó que restringir artificialmente los datos de producción e inyección con datos inciertos generaba un desajuste en el balance de materiales.

Debido a esta incertidumbre, el proceso de ajuste histórico se realizó con los pozos controlados por presión dinámica de fondo, restringiendo el máximo caudal producido o inyectado en la formación al caudal total real del pozo.

La presión dinámica de fondo en cada uno de los pozos fue definida inicialmente con presiones dinámica de fondo plausibles de acuerdo al tipo de producción de cada uno de ellos. Luego se compararon las presiones dadas por el simulador con las presiones históricas. En el caso de que hubiera desajuste, se varió el régimen de inyección, dado que éste tiene más incertidumbre que la producción de los pozos (se asume que los pozos productores, en general se encuentran optimizados y su presión de fondo se asemeja a la real).

Luego de varias iteraciones, se obtuvo un ajuste histórico consistente con los datos de presiones de ensayadores de formación.

Además de las presiones históricas, se utilizaron para restringir el modelo las siguientes variables:

- Datos de producción de los tres pozos productores del piloto durante los últimos 6 meses

- Presiones de inyección de los 6 pozos inyectoros del piloto durante los últimos 6 meses
- Perfiles de saturación históricos en pozos *infill* que permitieron observar la eficiencia de la secundaria en la zona
- Tiempos de arribo de los trazadores en los pozos productores

Dado que durante los últimos seis meses los tres pozos productores del piloto sólo produjeron de la Fm. Rayoso, el valor de producción de los mismos es muy confiable y los pozos en el modelo pasaron a controlarse por caudal de líquido. En el caso de los inyectoros, se ajustó la presión de inyección de boca de pozo y se obtuvo un ajuste cualitativo de los perfiles de inyección por nivel productivo con los perfiles de tránsito de fluidos.

En el primer ajuste realizado, si bien los datos son consistentes con el set histórico, el modelo predecía un menor corte de agua que los datos medidos. La corrección implicó un cambio en la forma de la permeabilidad relativa, aumentando la movilidad relativa al agua respecto a la del petróleo (menor exponente de Corey, mayor permeabilidad relativa al agua en el punto extremo). Como consecuencia de esto el corte de agua fue correctamente ajustado en los tres pozos productores. El aumento de la movilidad relativa al agua resulta en presiones simuladas de inyección en boca de pozo inferiores a las presiones reales. Los ensayos *fall off* realizados en los pozos inyectoros muestran que sólo un inyector presenta daño de formación, por lo que no es posible aumentar el *skin* en los inyectoros con el fin de obtener un buen ajuste en la presión.

Además de la permeabilidad relativa al agua, se modificó la compresibilidad de la roca debido a las características del reservorio (profundidad somera y alta permeabilidad). Otro parámetro de ajuste fue la viscosidad del petróleo (> 20 cp), la cual puede variar en función del grado de biodegradación en los diferentes niveles del reservorio.

Una última variable considerada fue si el reservorio está en zona de transición o en saturación de agua crítica aunque presentando valores variables de saturación a lo largo de toda la formación, lo que podría explicar las presiones más altas de lo esperado.

En los casos donde diferentes modelos de saturación, permeabilidades relativas o PVT fueron utilizados, fue necesario correr el modelo de simulación desde el comienzo y en algunos casos las presiones de inyección y producción de los pozos tuvieron que modificarse para ajustar los datos de presión históricos.

Debido a que durante 15 años se inyectó en la zona agua dulce se supuso que la variación de los perfiles de saturación sería de utilidad a la hora de restringir aún más las variables dinámicas. Como dato de entrada se contaba con 2 pozos de reemplazo y 8 pozos *infill* posteriores al período de inyección de agua dulce.

Para utilizar esta información, se agregó la variable salinidad (*BRINE model*) en el modelo dinámico, con una salinidad inicial de 26 gr/l y una salinidad de inyección histórica de 2.5 gr/l, similar al agua de río (fuente de líquido que se utilizó históricamente).

Mediante el uso del modelo de saturación de Simandoux se calculó la saturación en cada una de las celdas con los parámetros calibrados en los pozos donde se corrieron perfiles especiales y se obtuvieron muestras de fluidos (PP-1, IP-2 e IP-5). Esta saturación se comparó con la obtenida en la simulación, ayudando a restringir los volúmenes de agua inyectados en cada uno de los niveles reservorio. En la Figura 8 se puede observar el ajuste obtenido en dos pozos (uno de ellos del año 2008 –PB-2– y otro perforado para el piloto de polímero –PP-1–)

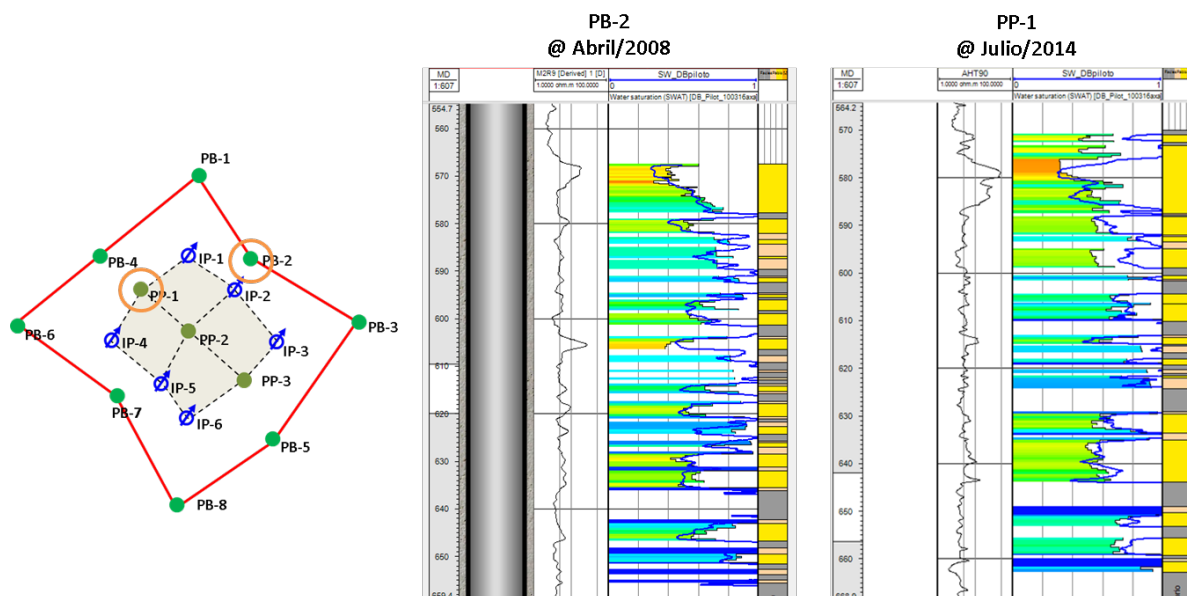


Figura 8: Comparación de la saturación obtenida en el modelo dinámico y la calculada utilizando la resistividad y el modelo de salinidad.

El último paso en el proceso de ajuste histórico fue evaluar las permeabilidades relativas en las diferentes unidades de flujo que conforman los niveles productivos de la Fm. Rayoso. Se observó que el nivel superior tiene propiedades petrofísicas superiores a los demás niveles y, en efecto, fue en la base de esta arena donde se vio el arribo del agua dulce (Figura 2). Por lo tanto, a este nivel se le asignó un tipo de roca con diferentes propiedades petrofísicas y permeabilidades relativas.

En conclusión, los parámetros disponibles para restringir el piloto, datos de producción multifásicos, presiones dinámicas de fondo de los productores, presiones y tasas de inyección y perfiles de tránsito de fluidos en los inyectores, además de datos de presión a través de la historia del yacimiento fue suficiente para limitar el modelo y tener un pronóstico de producción robusto para justificar la inyección de polímero, y confirmar que existe un caso de negocios potencial en un escenario consistente con datos adicionales disponibles del piloto hasta la fecha.

El ajuste obtenido en petróleo (con control de líquido) para los tres pozos centrales del piloto se puede observar en la Figura 9.

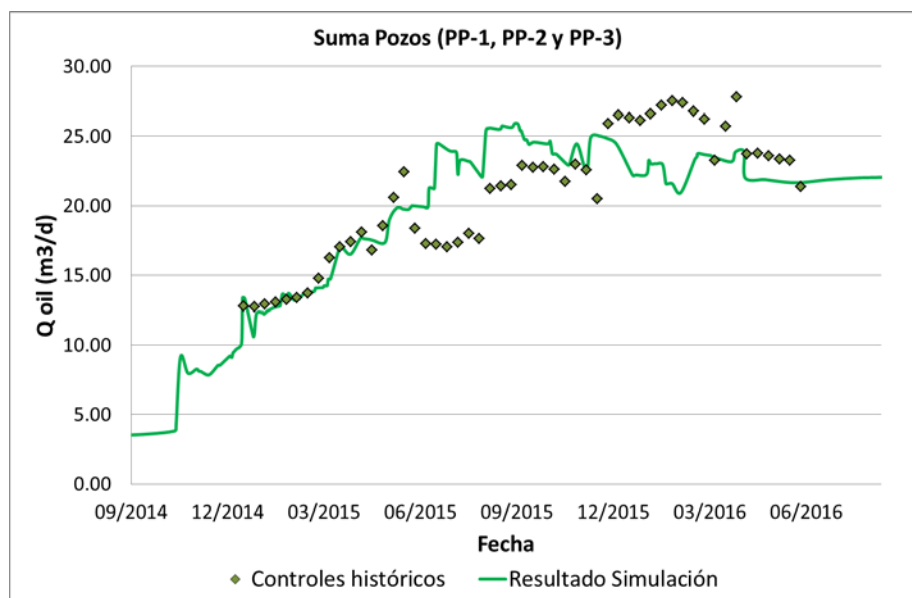


Figura 9: Ajuste histórico de producción de petróleo –suma– de los pozos del piloto de inyección (PP-1, PP-2 y PP-3)

3. Implementación del piloto

Para conformar el piloto, se realizaron 3 perforaciones (PP-1, IP-2 e IP-5), 4 *workovers* (PP1, PP2, IP-1, IP-4) y 2 conversiones (IP-3, IP-6), junto con la construcción de la planta.

Los pozos inyectoros tienen un diseño convencional, no se utilizaron mandriles para evitar la degradación mecánica del polímero y se realizaron con material, tanto la cañería como los *packers* y accesorios, de ERFV teniendo en cuenta la degradación química del polímero en presencia de hierro y oxígeno.

Para el diseño de la instalación de los pozos productores, se seleccionaron bombas de cavidad progresiva (PCP) como sistema de extracción artificial. Considerando que el sistema cuenta con la posibilidad de sensores de fondo, está prevista la instalación de los mismos para optimizar el monitoreo de los pozos, con un dato instantáneo de presión y temperatura en fondo.

La preparación, dosificación e inyección de la solución polimérica se realiza mediante una planta de inyección modular fácilmente transportable, con automatización en la operación. Los parámetros de operación incluyen preparación de solución madre de 5000 ppm, dosificación a 1500 ppm, y capacidad de inyección en 6 pozos a 120 m³/día y presión de inyección entre 85 y 100 kg/cm² en boca de pozo.

En el siguiente diagrama de flujo (Figura 10) se puede observar el proceso simplificado de la inyección de polímero:

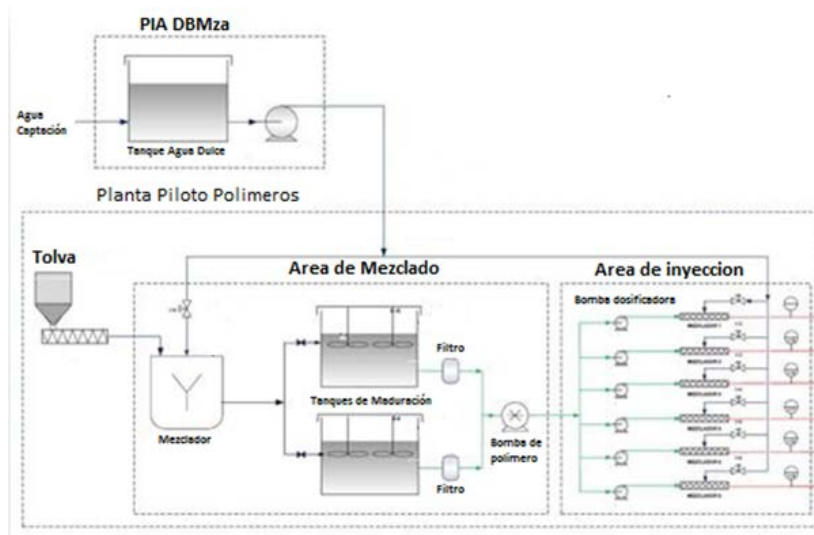


Figura 10: Diagrama del proceso de la planta de inyección de polímeros



Figura 11: Planta de inyección de polímeros en DB

Este tipo de diseño paquetizado de planta permitió realizar pruebas operativas del proceso en la base de construcción de la misma, pudiendo probar el comportamiento de los polímeros durante la etapa de selección, así como anticipar modificaciones antes de su traslado al campo.

Una vez montada en campo, se realizaron varias pruebas a distintos pozos con el polímero seleccionado, observando que:

- Es importante la toma de muestra y control en los diferentes puntos de muestreo de los tanques a fin de homogeneidad y buena agitación de la solución madre.
- La viscosidad es un parámetro de control relevante para detectar tempranamente cambios en la concentración de la solución madre y dilución, así como fallas en el proceso de hidratación.
- Los cambios de filtro no sólo deberán realizarse ante un cambio en el diferencial de presión, sino que también deberán revisarse ante una caída en la viscosidad en boca de pozo.

El plan de monitoreo incluye los siguientes parámetros a medir: caudal de producción, corte de agua, sumergencia, tránsito de fluido, calidad del hidrocarburo y del agua y presión. Con el fin de obtener mediciones semanales de los pozos del piloto se construyó una mini batería en la que se pueden realizar las mediciones antes de ingresar a la batería.

Las mediciones de los pozos inyectoros (caudal y presión principalmente) pueden registrarse a través del sistema de adquisición de datos SCADA, permitiendo una visualización en línea registrando toda la información de la operación.

Durante los meses de Noviembre y Diciembre de 2015 se realizó una prueba de inyectividad con *flow-back* en el pozo IP-2 con el objetivo de determinar la posibilidad de inyección en la formación (caudales, concentraciones) y la posible degradación del polímero. El ensayo tuvo una duración total de 35 días, durante los cuales en los primeros 21 días se inyectó de manera continua una solución polimérica de 1500 ppm de concentración a tres caudales diferentes (50 m³/día, 70 m³/día y 100 m³/día), luego el pozo se convirtió a productor y se analizó el fluido de retorno.

Durante cada uno de los cambios de régimen se realizaron tránsitos de fluido para determinar el perfil de inyección. Como resultado se obtuvo que a 70 m³/día se obtiene un perfil óptimo de inyección.

El análisis del fluido de producción hizo posible determinar que el polímero no se degradó (mecánica o químicamente) al ingresar a la formación permitiendo reducir una de las más importantes incertidumbres a la hora de realizar un piloto de polímero.

5. Conclusiones

El trabajo de un equipo interdisciplinario permitió la caracterización de todas las variables necesarias (subsuelo y superficie) para poder dar inicio al piloto de inyección de polímero en el yacimiento Desfiladero Bayo.

La campaña de adquisición de datos (corona en todo el intervalo de interés, perfiles especiales, test de trazadores, ensayos de pozo) permitieron reducir la incertidumbre en la saturación de petróleo remanente en la zona del piloto y definir zonas retardadoras del flujo.

Los ensayos realizados con polímeros de diferentes proveedores hizo posible la selección del polímero óptimo para la formación Rayoso en cuanto a desarrollo de viscosidad, adsorción (en laboratorio -tren de corona-), hidratación, inyectividad y degradación en campo.

El inicio de inyección está planificado para fines de julio ya que se está esperando para determinar la curva base de secundaria con el objetivo de corroborar las predicciones realizadas con el simulador numérico.

CV del autor

Luis Ángel Martino

Doctor en Física de la Universidad de Buenos Aires. Me desempeño desde el año 2009 como Ingeniero en Reservorios en la Dirección Exploración y Desarrollo Upstream en la Gerencia de Estudios de Subsuelo de YPF S.A. Dentro de mis tareas actuales se incluyen la descripción y estudio de cuencas maduras con recuperación secundaria y desarrollos de recuperación terciaria realizando simulación dinámica.

Durante período 2007-2009 fui jefe del laboratorio de estudios especiales en INLAB S.A.