

## RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN RESERVORIOS MULTI-CAPA CON PETRÓLEO VISCOSO. ÉXITOS, FRACASOS Y RECOMENDACIONES

Victoria Chevalier<sup>1</sup>, Daniela Van Wyk<sup>1</sup>, Luciano Minor<sup>1</sup>

1: YPF, victoria.m.chevalier@ypf.com, daniela.vanwyk@ypf.com, luciano.minor@ypf.com

Keywords: recuperación secundaria, petróleo viscoso, distanciamiento, ambientes, mecanismo de drenaje, Cuenca del Golfo San Jorge

### ABSTRACT

**Secondary recovery in multi-layer reservoirs with viscous oil. Successes, failures and recommendations.** Combining the theory that pursues the maximum recovery factor and maximum profitability is not always an easy task, especially in highly viscous oil reservoirs. In order to avoid channeling and minimize viscous fingering (neither easily reversible), in fields with an adverse mobility ratio, recommendation tends to low injection rates, but how low is low? Which is the equilibrium between ultimate recovery loss due to a high injection rate, and time of recovery that maximizes profitability? Are there other variables that interfere in the former equation? How could these be manipulated? The Manantiales Behr Field located 35 km in the NW direction from the city of Comodoro Rivadavia, on the northern flank of the San Jorge Gulf Basin (Figure 1), combines highly viscous oil reservoirs with considerable petrophysical heterogeneities and compartmented reservoirs. There are several waterflooding projects in the zone with different injection history and results. The WF Zone named 1 was initiated in 2010. This project (with estimated 200 cp viscosity oil) showed a petroleum loss in response to water injection. Injection rate was initially calculated following traditional theories (Mobility ratio  $\leq 1$ ). A re-engineering of the zone determined to radically reduce injection rate, achieving an increase in the oil production ¿Did viscous fingering was partially reversed? Was it convenient to start a waterflooding project in this zone in the first place? Moreover, Zone named III located at the NW and next to the former, has a undoubtedly successful waterflooding project, high Secondary to primary recovery ratio and highly profitable. It was injected initially at a high rate, but on the other side well placement has been reduced from the original 300 m. to 150 m. by infill drilling. Is this replicable to other areas? With a shorter history, Zone II started with a high injection rate and it was rapidly adjusted based on Zone I experience. The oil increase has doubled the expected profile so far. What lessons can we learn from these? Which is the optimal injection rate? Should it be maintained without variation during the whole project life? If aquifers are present or there is no energy left in the reservoir, is it still convenient to apply secondary recovery? What is the best pattern design for each case? The aim of the present study is to expose the lessons learned and expose a methodology to implement a successful waterflooding in viscous oil.

### INTRODUCCIÓN

La recuperación asistida de petróleo viscoso por medio de la inyección de agua suele considerarse un mecanismo de baja eficiencia, y a veces hasta infructuoso; en zonas de petróleo

muy viscoso ( $M > 20$  aprox). Inclinandose los técnicos, en general, a mecanismos de EOR más caros tales como la recuperación Termal o Polímeros. Pero estos mecanismos no son siempre aplicables, y no necesariamente son los más rentables.

Esta combinación se da particularmente en ambientes fluviales multiepisódicos, de canales amalgamados, donde los reservorios no tienen el espesor necesario o no son lo suficientemente someros ni continuos para aplicar las técnicas avanzadas de EOR; como es el caso de la mayoría de los reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina.

Sin embargo, la inyección de agua ha probado su éxito en muchos reservorios de petróleo viscoso, especialmente en Canadá donde se ubica el 31% de las reservas de Petróleo pesado y donde se reportan incrementos de recuperación considerables como resultado del mismo (Beliveau, 2009).

La discusión permanece principalmente porque todas las teorías formuladas para Inyección de agua (Buckley y Leverett por ejemplo) y las “recetas” para su implementación tienen como objetivo yacimientos cuya relación de movilidad entre el petróleo a barrer y el agua a inyectar, es igual o menor a la unidad.

Asimismo:

- Hay pocos casos documentados que describan en detalle el desarrollo y resultado de la inyección de agua en petróleo viscosos.
- La limitada bibliografía es confusa debido al alto rango de variedad en torno a la relación de movilidades y características de los reservorios inyectados.
- Hay muchos casos donde la recuperación secundaria no muestra un pico incremental de producción de petróleo sino simplemente un cambio en la pendiente de declinación de la curva de producción y un incremento en fluido total, generando discusiones sobre su resultado real.
- La comprensión de la recuperación secundaria en reservorios de alta relación de movilidades ( $M > 20$ ) es todavía escasa por la cantidad de mecanismos que entran en juego en la recuperación.
- Es muy difícil saber el factor de recobro real ya que es complejo practicar un control de reservorios adecuado debido a la gran cantidad de reservorios en producción al mismo tiempo.

El objetivo de este trabajo es exponer casos de estudio reales de la cuenca del Golfo San Jorge que nos han dejado lecciones sobre las variables a comprender a la hora de implementar proyectos futuros y las consideraciones a tener en cuenta a la hora de evaluarlos. Las áreas evaluadas pertenecen al yacimiento Manantiales Behr cuya locación se puede apreciar en la Figura N° 1.

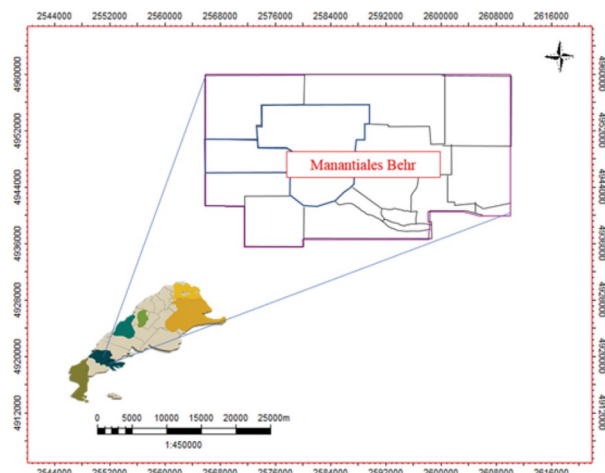


Figura 1. Manantiales Behr location.

Marco geológico regional

Los principales depósitos sedimentarios de la cuenca corresponden a una secuencia continental cretácica de origen fluvial, fluviodeltaico y lacustre, con participación de material volcanoclástico, denominado Grupo Chubut (Ver figura 2). En este intervalo sedimentario se localizan los principales reservorios productores de hidrocarburos.

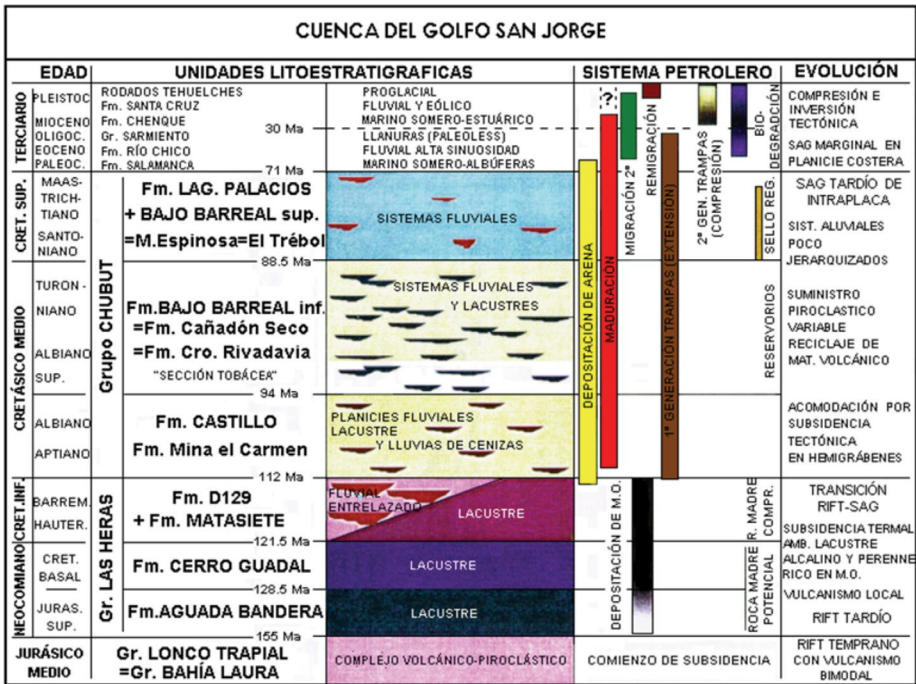


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Las estructuras en el área están conformadas por dos sistemas de fallas: regionales con bloque bajo buzando al sur (centro de la cuenca), y contra-regionales con rumbo casi paralelo a las anteriores y con bloque bajo buzando hacia el norte. Estos tipos de fallas generan dos tipos de estructuras visibles “Horst” y “Graben”.

El sistema de entrapamiento es combinado de tipo estructural-estratigráfico.

En el flanco Norte de la cuenca, la migración a través de las fallas es esencialmente vertical y en menor grado lateral por medio de estratos portadores de tipo “*carrier beds*” en la Fm. Comodoro Rivadavia, a lo largo de superficies de discordancia entre las Fms. Pozo D-129 y Mina Del Carmen y a través de zonas fisuradas alrededor de los planos de fallas.

El llenado de los reservorios fue intermitente, con ciclos de generación-migración, alternados con procesos de alteración de los reservorios cargados.

### **Análisis de paleocorrientes y principales direcciones de permeabilidad**

El análisis de paleocorrientes se realizó a partir de perfiles de imágenes, registrado en la zona, considerando los planos de estratificación cruzada.

Para la Fm. Mina del Carmen, el azimut de la estratificación cruzada presenta principalmente un patrón bimodal, una moda hacia el suroeste y otra hacia el este-sureste.

La Fm. Comodoro Rivadavia en cambio muestra direcciones de paleo corriente definida, principalmente hacia el suroeste (az 220°) y sur (Az190°) hacia el tope. El grado de dispersión en esta formación es menor.

Finalmente, la Fm. El Trébol también muestra una dirección predominante hacia el suroeste (Az 210°).

Las secciones productivas que involucran las Fm. El Trébol, Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen se caracterizan por una alternancia de areniscas, correspondientes a cuerpos canalizados y barras de sistemas fluviales entrelazado/meandriiformes, rodeados por sedimentos pelíticos de las correspondientes planicies de inundación. Particularmente a los reservorios de Fm. Mina del Carmen se le añade una componente piroclástica importante, básicamente tobas de caída y retrabajadas por los mismos sistemas fluviales, lo que genera que los mismos presenten fuertes variaciones en sus características petrofísicas, tanto lateral como longitudinalmente. Estos reservorios presentan en general, una orientación NNO-SSE y son de espesores variables.

Los reservorios correspondientes a la Fm. Comodoro Rivadavia son más potentes y frecuentemente se presentan amalgamados, haciendo dificultosa su individualización como unidades independientes.

Los resultados obtenidos del análisis de las presiones evidencian la presencia de discontinuidades hidráulicas entre reservorios, inclusive para capas que se presentan estratigráficamente equivalentes. Si bien, podemos considerar que se trata del mismo reservorio dada la proximidad de los

pozos, los datos de presión y ensayos sugieren que tienen que existir discontinuidades internas.

No podemos ignorar los mecanismos que controlan la dinámica de este tipo de sistemas. Los sistemas fluviales están caracterizados básicamente por la presencia de dos elementos arquitecturales principales, por un lado, los canales propiamente dichos y por otra parte los depósitos de barras que estos mismos canales generan. Ver figura 3.

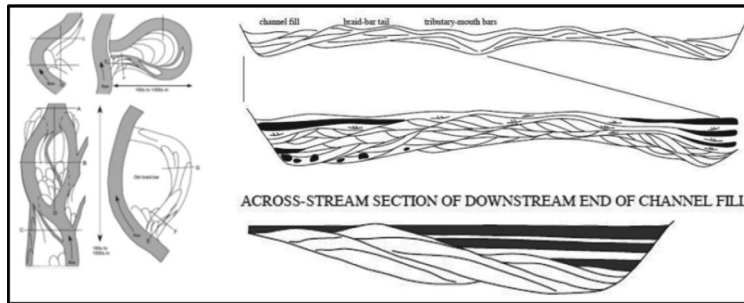


Figura 3. Discontinuidades internas en depósitos de un mismo sistema fluvial (Bridge 2006).

Concluyendo, podemos inferir que la mayor permeabilidad de los reservorios estará dada en la misma dirección definida por las paleocorrientes que son N-S predominantemente.

### Condiciones iniciales de presión y temperatura. Características del petróleo considerando Rs

La presión original de los reservorios en Manantiales Behr se encuentra regida por un gradiente similar al hidrostático en la zona de interés, variando levemente entre zonas aledañas (Gradiente de presión del orden de 0.407 Psi/ft).

Esta presión se ha medido, en su gran mayoría, a través de análisis de *Reservoir Formation Test* (RFT) en los primeros pozos perforados y así también se ha encontrado a lo largo del tiempo reservorios nuevos con presiones consideradas originales, debido a la discontinuidad areal característica de la cuenca.

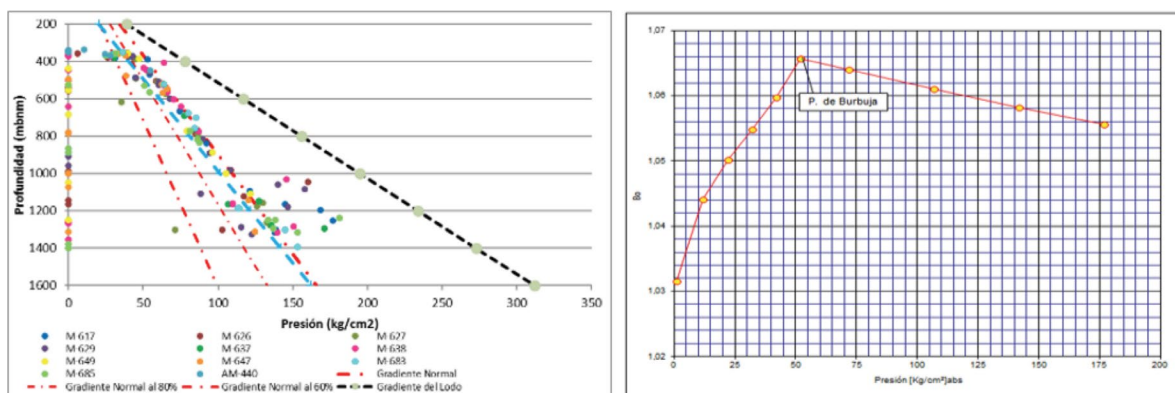


Figura 4. a: Gráfico P vs profundidad; b: Determinación de la presión de burbuja.

En la figura 4a, se puede observar el gráfico de presiones medidas en el tiempo y la pendiente que marca el gradiente de Presión vs Profundidad.

De datos obtenidos de PVT de algunas zonas (figura 4b) podemos determinar que el petróleo del área se encuentra sub-saturado con una presión original muy cercana al punto de burbuja, lo que genera que la mayoría de las zonas a inyectar se encuentre por debajo del mismo a la hora de comenzar la explotación secundaria.

Asimismo, la profundidad media de los reservorios objetivos es de 1300 mbbp, con una temperatura inicial promedio de 75°C aprox, lo que genera que la temperatura inicial no sea suficiente para mejorar la viscosidad del petróleo.

Los parámetros de reservorio más importantes, promedio de las formaciones bajo inyección, se exponen en la siguiente tabla:

| Parámetro                             | Fm. Yac. El Trébol | Fm. Comodoro R | Fm. Mina el Carmen |
|---------------------------------------|--------------------|----------------|--------------------|
| P de Burbuja (kg/cm <sup>2</sup> )    | 40                 | 67             | 111                |
| °API                                  | 16.4               | 17             | 24.3               |
| $\mu_{od}$ a Tr (cp)                  | 812                | 634            | 13                 |
| Rsb (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | 9.65               | 16.9           | 38.6               |
| Bob (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | 1.05               | 1.08           | 1.15               |
| $\mu_{ob}$ (cp)                       | 335                | 166            | 3.6                |
| $\mu_w$ (cp)                          | 0.485              | 0.421          | 0.385              |

## Historia de producción

### Zonas de Inyección de Agua

La inyección de agua en el yacimiento comenzó en el año 1977 en forma de proyectos piloto y, en principio, focalizada a reservorios someros (Formación El Trébol).

La recuperación secundaria ha producido un incipiente incremental, respecto a la recuperación primaria en el área, y aún más comparando con las recuperaciones secundarias del resto de las áreas de la cuenca que tienen más de 30/40 años de historia. Esto nos da idea del potencial que tiene el yacimiento para con la inyección de agua (22% Producción de petróleo asociada a la inyección de agua/Producción de petróleo total).

### Zona I

La inyección en esta zona comenzó como proyecto piloto considerando que la mejor forma de barrer la zona, con la intención de evitar la canalización, era inyectar desde la periferia.

Considerando la forma de herradura de esta área se colocaron 4 inyectores en la parte baja de la estructura.

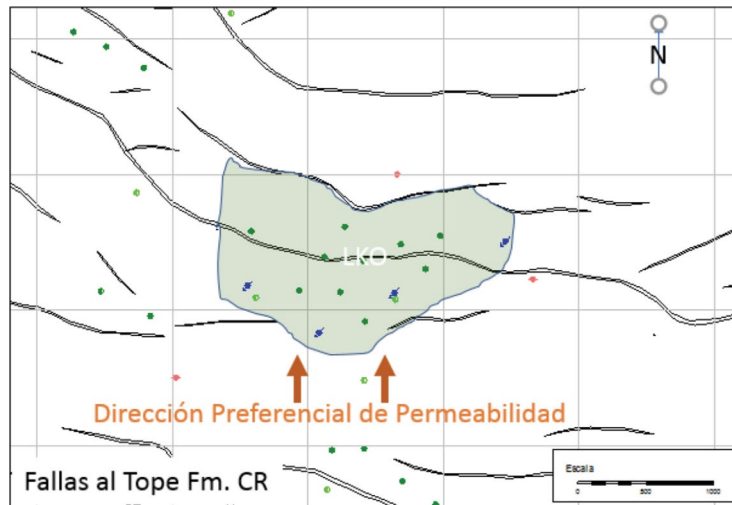


Figura 5. configuración de pattern de la Zona I.

Esta zona había acumulado, por recuperación primaria a octubre de 2003 (inicio de la inyección), un total de 452,3 km<sup>3</sup> que representa el 15% de OOIP. Este valor representa un alto porcentaje de recuperación considerando que el petróleo producido tiene una densidad de 15 grados API, viscosidad del petróleo vivo de 225 cp y un RSi de 19, a una presión inicial de 95 kg/cm<sup>2</sup> y temperatura media de 80 °C. Esto puede deberse a que la Pb está muy cerca de la presión original y los reservorios se depletan bajo gas disuelto desde el comienzo.

La relación de movilidades de la zona se calculó en 136 con una presión al inicio de la inyección en torno al 50% de la original y 30% por debajo de la Pb, según PVT, de 76 kg/cm<sup>2</sup>. La profundidad de inyección de la Zona I es 1600 metros (TVD).

### Análisis de Historia de Producción y VRR

El Voidage Replacement Ratio (VRR) es la relación entre fluido producido y agua inyectada, tanto de forma periódica (VRRi, instantáneo) como el cálculo de su acumulada en el tiempo (VRRac). Los volúmenes deben ser calculados a las condiciones de presión y temperatura del reservorio. Esta relación se utiliza para medir la variación de energía en el reservorio.

Por lo tanto, se analiza la evolución del VRR en la zona en cuestión (Ver figura 6).

Como primera observación del resultado de la inyección de agua en la zona en los primeros momentos al inicio, no se evidencia un incremento claro de producción de petróleo, pero si puede verse una mejora en la pendiente de declinación.

Posteriormente, se evidencia una clara pérdida de petróleo al incrementar la inyección por

encima de la producción de líquido  $VRRi > 1$ , y una recuperación de la curva de petróleo al bajar la inyección nuevamente a valores cercanos al valor de la producción de bruta  $VRRi \approx 1$ . En un nuevo incremento de la inyección, vuelve a incrementar la pendiente de declinación de la curva de petróleo, evidenciando una nueva pérdida de petróleo.

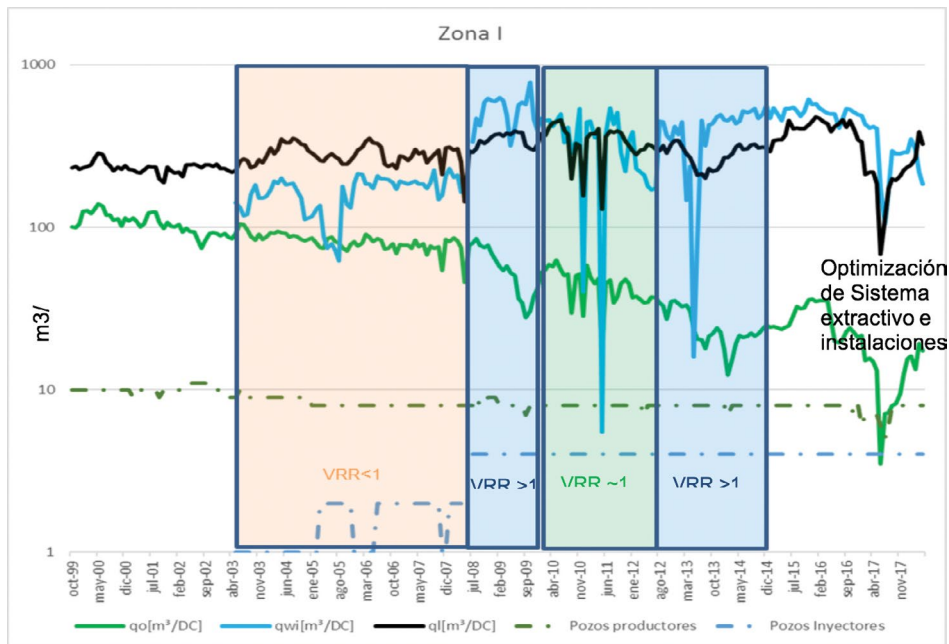


Figura 6. Evolución de la producción vs  $VRRi$  zona I.

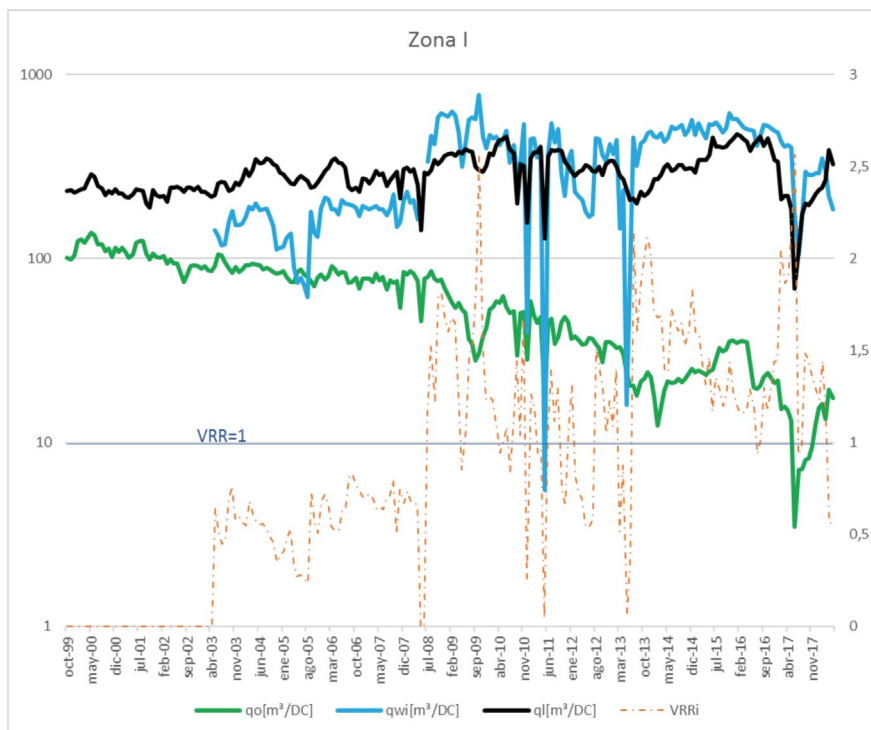
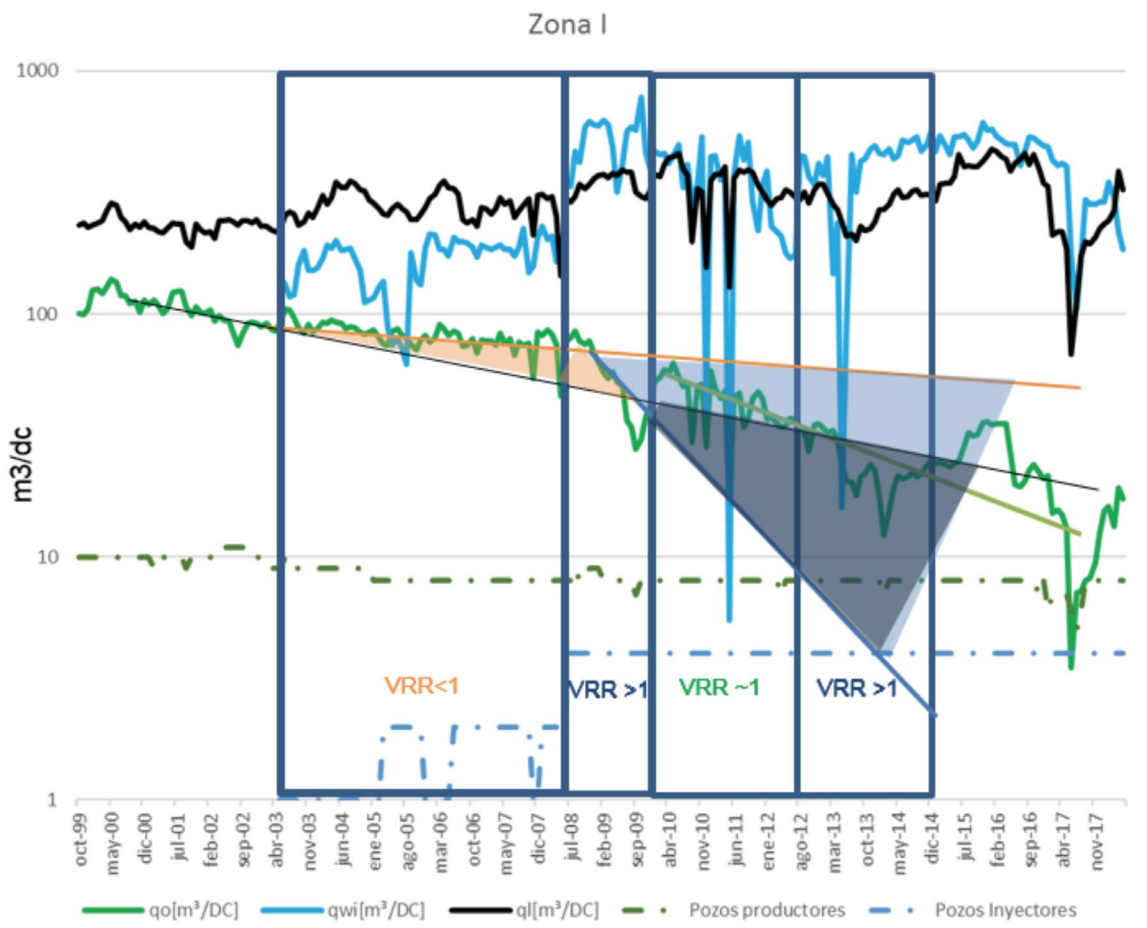


Figura 7. Evolución de la producción vs  $VRRi$  y  $VRRac$  zona I.

El último período se deja fuera de análisis, ya que la neta comienza a seguir la producción bruta debido a que se realizan intervenciones para incrementar la capacidad extractiva.

Según se expone en la Figura 8, al realizar un análisis declinatorio observamos tres fases. La primera fase con un  $VRR_i$  menor a la unidad se obtiene una mejoría al comienzo de la inyección respecto de la declinación de la zona por expansión monofásica (Área naranja bajo la curva).



Continuando con el análisis de la figura 8: El resultado de la primera etapa (naranja), aunque por debajo de lo esperado; es positivo y puede ser rentable según las condiciones en que se plantee el proyecto original.

En este contexto se analiza la velocidad de inyección. Ya que en una segunda etapa donde se incrementa notablemente la inyección (etapa azul), en lugar de mejorar se pierde petróleo y se incrementa la pendiente de declinación.

Asimismo, en una tercera etapa, se comienza a reducir la inyección con valores en torno a  $VRR_i = 1$  la curva de petróleo empieza a cambiar su declinación y se recupera producción.

Sabemos que al incrementar la velocidad de inyección se incrementan las fuerzas viscosas lo que desestabiliza aún más el frente de empuje en el caso de estos petróleos y contribuye a la generación de *fingering* viscoso. Esto podría explicar, en parte, los comportamientos que se muestran.

Posteriormente, se analiza el comportamiento de los pozos individualmente para tratar de determinar el conjunto de causas que generaron un comportamiento por debajo de lo esperado.

Como se puede observar en la figura 9, y así ocurre con la generalidad de los pozos involucrados, los que se encuentran en línea N-S de los inyectores (coincidente con la dirección de máxima permeabilidad) se canalizan casi instantáneamente con el inicio de la inyección. Incrementando notablemente su corte de agua y sin respuesta en petróleo, o pérdida del mismo. Por otra parte, los pozos productores que se ubican perpendicular a la dirección N/S, sí muestran una respuesta llana a la inyección con incremental de petróleo y sin irrupción temprana del agua de inyección-

Es destacable que la disminución de permeabilidad (producto de las heterogeneidades) dada por la orientación de los inyectores-productores incrementa la presión de la zona con una menor probabilidad de canalización.

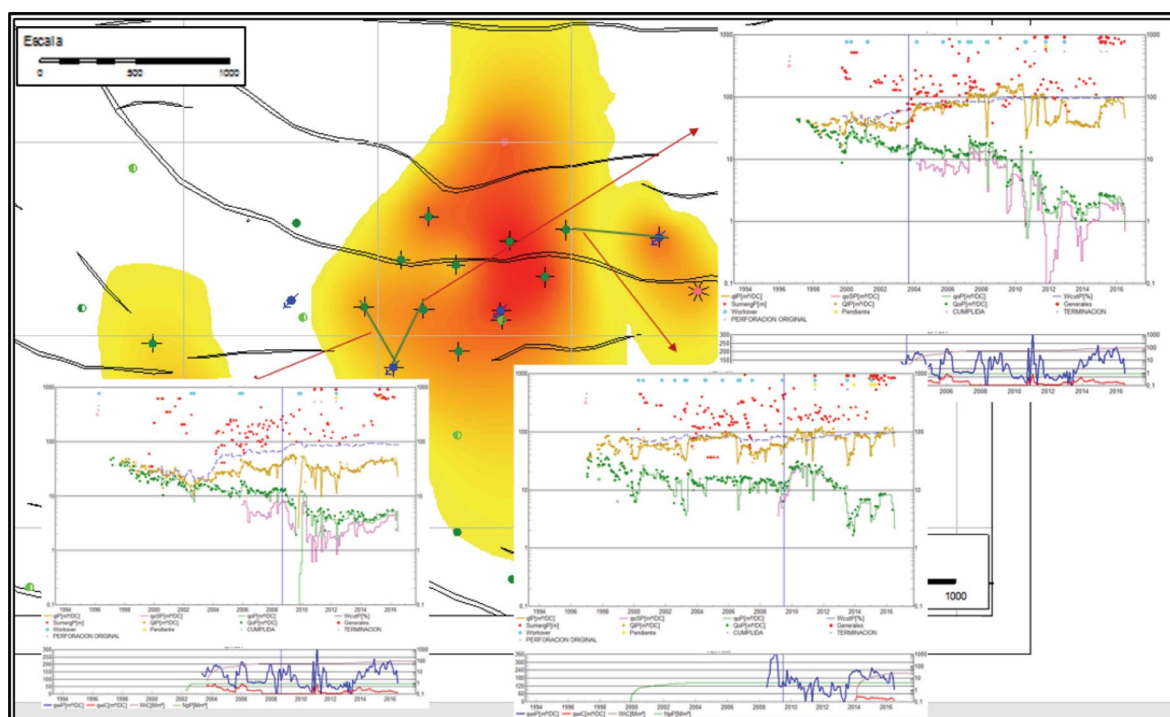


Figura 9. Respuesta a la inyección en dirección de la máxima K y perpendicular a la misma.

Otro punto importante para destacar, que se desprende del análisis detallado del alto factor de recobro (FR), la curva de producción y la respuesta entre inyectores y productores, es la posibilidad de la existencia de empuje de agua desde un acuífero aparentemente activo.

En la figura 10 se puede observar los resultados del Balance de Materiales simulando el reservorio con un acuífero de bajo aporte.

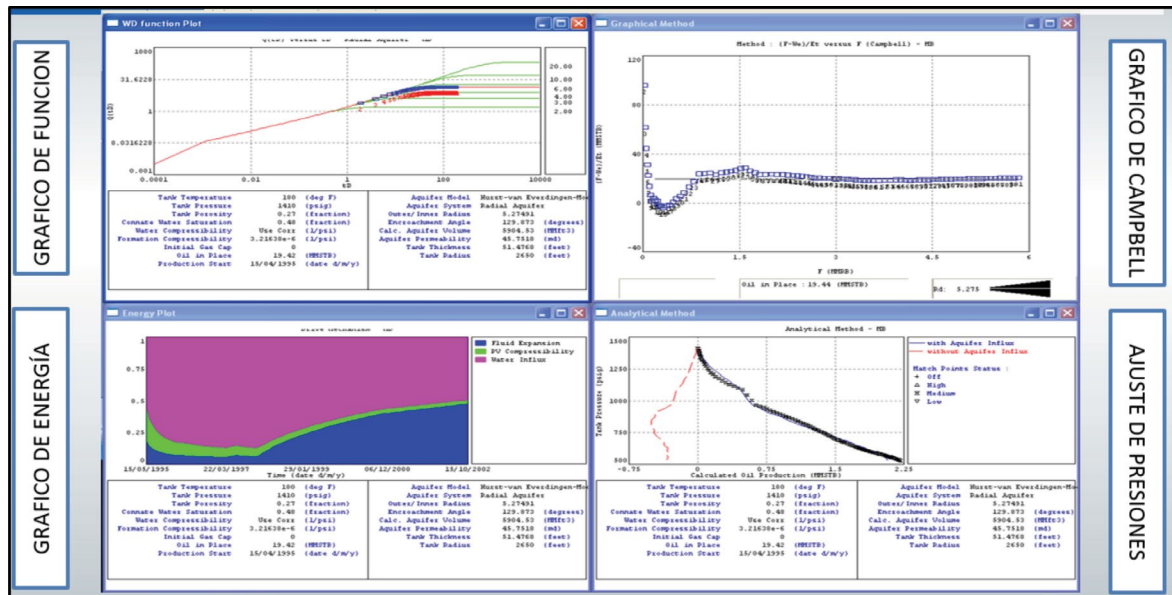


Figura 10. Estudio que verifica la existencia de acuífero.

Los resultados del análisis estiman la existencia de un acuífero con una permeabilidad de 45 mD, lo que implica la existencia de una permeabilidad preferencial en el sentido Norte-Sur; dando aún más peso a la necesidad e importancia de ubicar los arreglos de inyección en sentido perpendicular a esta dirección, que en este caso coincide con la intrusión del acuífero. Asimismo, debe recordarse que el ingreso de fluido al reservorio por inyección debe sumarse al que ingresa naturalmente debido al aporte del acuífero existente. En estos casos el VRR calculado se sugiere sea menor a uno (ya que el caudal que aporta el acuífero y que suma para igualar el fluido producido no puede ser medido) y monitorear la variación de presión para poder determinar el caudal de inyección óptimo.

¿Qué tan importante es entonces conocer el mecanismo de drenaje de los reservorios que vamos a poner en inyección? Ya que sea por gas disuelto, expansión monofásica, empuje de agua o casquete de gas, los comportamientos esperados en la recuperación primaria como la respuesta que esperamos obtener en la recuperación secundaria y el diseño que debemos implementar en cada caso para aumentar el éxito del proyecto, va a depender en gran parte de esto.

El mecanismo de drenaje del campo debe abordarse desde el comienzo del proyecto, en este caso la existencia de un acuífero, ya que esto determina la preexistencia de un mantenimiento de presión en todos o algunos reservorios de interés. Además, del control de la inyección debe existir un plan de monitoreo acorde a la complejidad del proyecto y la forma de selección de patterns en inyección deberá estar acorde a la dirección de aporte del acuífero.

## Zona II

La Zona de Inyección denominada II posee una mayor extensión areal y mayor cantidad de reservorios en la vertical.

### Sistema Estructural de la Zona II

Homoclinal buzando al SE. En la figura 11 se puede visualizar la existencia de compartimentos estancos independientes.

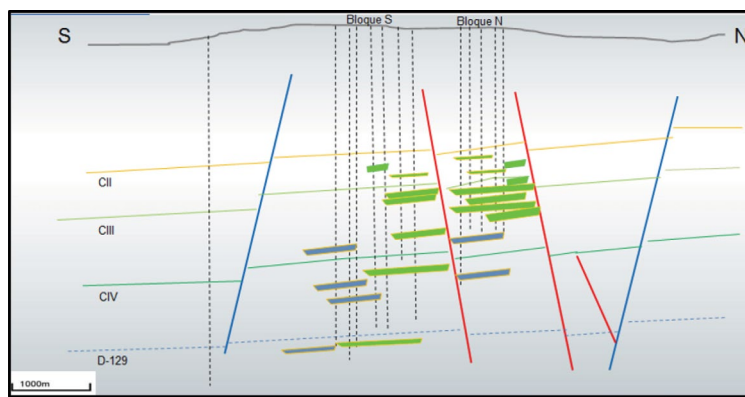


Figura 11. Estructura y reservorios Zona II.

La extensión areal y vertical de la zona dificulta aún más el análisis previo para determinar los puntos mencionados:

- Ubicar los inyectores, asegurando el mayor volumen poral contactable perpendicularmente a las direcciones preferenciales de depositación.
- La existencia de acuíferos en todos o algunos reservorios.
- La velocidad de inyección.
- Mecanismo de drenaje preponderante.

Esta zona se comenzó a inyectar en 2010 luego de 30 años de producción primaria.

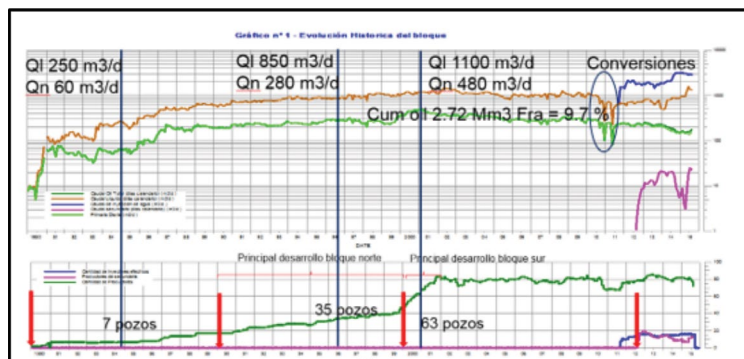
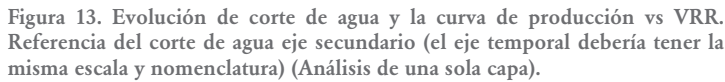


Figura 12. Curva de producción Zona II.

Se procede a la inyección de agua mediante conversiones de pozos existentes con *Patterns* con un arreglo de 7 *Spot* Invertido y optimizar la contactabilidad de los reservorios.



La diferencia principal es que en este proyecto se comienza inyectando con VRRi mayor a 1 (Promedio 3) y la pérdida de petróleo es instantánea. Recién en el último tiempo, al reducir drásticamente la inyección con  $VRRi=0.9$ , se comienza a recuperar petróleo inicialmente perdido.

En la figura 15 se puede observar la evolución de la presión en la capa más importante del proyecto, según su extensión areal y su reserva asociada perteneciente a la Formación Comodoro Rivadavia. La baja caída de presión en los reservorios de esta formación favorece la estimación de la existencia de un acuífero de bajo aporte. Como se ve, la inyección incrementa la presión de la capa superando la original (ver línea de tiempo). Debido a esto, se recomienda mantener un VRR menor a uno, teniendo en cuenta el ingreso de fluido al reservorio aparte de la inyección. (el proyecto inyecta el 80% del caudal en esta capa).

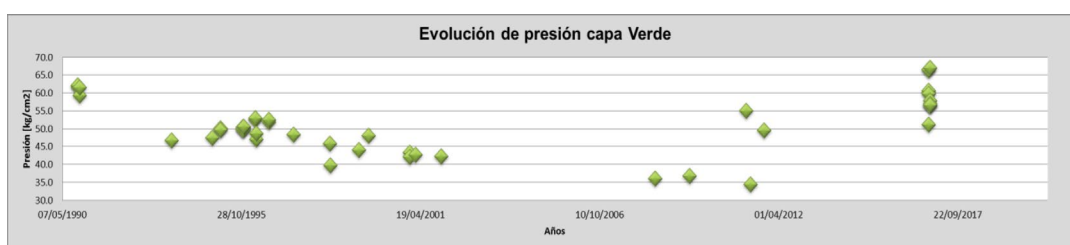


Figura 15. Presión en Capa Verde, donde se ve que Piny supero la  $P_i$  en 2017.

El barrido del área se produce principalmente en dirección norte sur, esto se debe a que la configuración de patterns priorizó optimizar el volumen poral contactable frente a evitar o disminuir las líneas de flujo en el sentido de la dirección preferencial de permeabilidad, establecida por la orientación del canal.

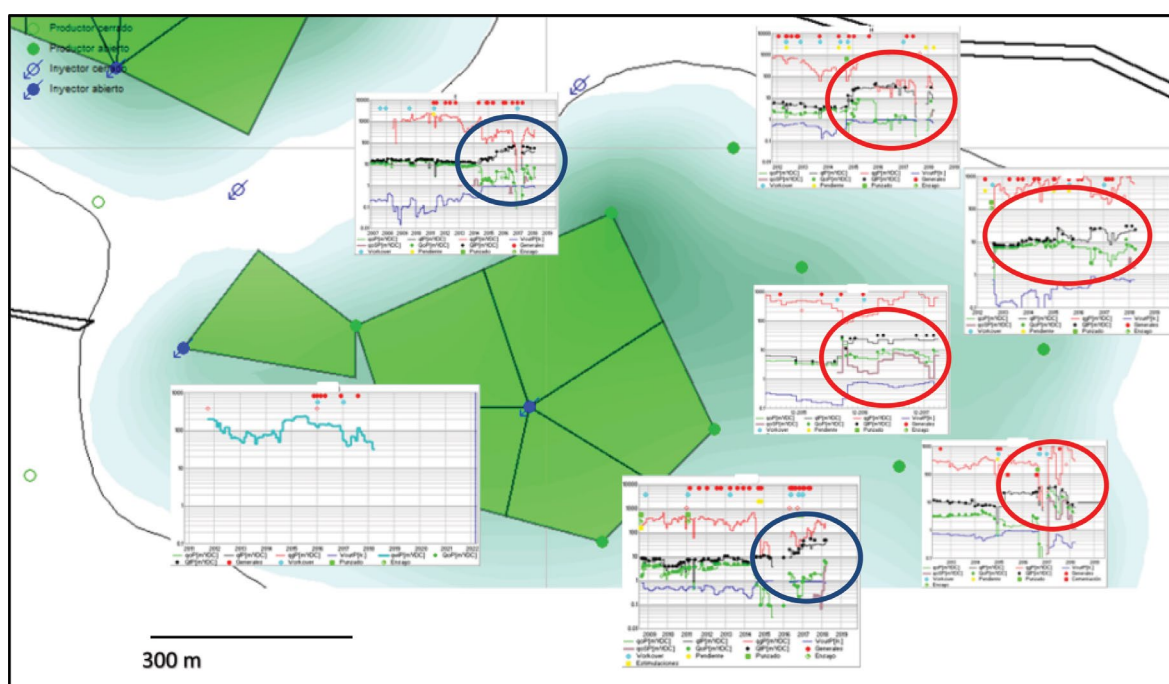


Figura 16. Inyección vs respuesta a uno y dos distanciamientos.

Por esto, los productores en primera línea se acuatizan rápidamente siendo los de segunda línea los que evidencian una mayor respuesta de producción neta y menor acuatización.

En la figura 16 se muestra la inyección vs. la respuesta a un distanciamiento marcado con círculo azul y la respuesta a dos distanciamientos marcado con círculo rojo.

La inyección provoca la creación de corrientes preferenciales para el pasaje del agua facilitadas por la mojabilidad de la roca (roca mojable al agua) y la viscosidad del petróleo. Además, el perfil de presiones a un distanciamiento entre inyector y productor (que se puede ver en la figura 17) varía, dependiendo de la acumulada de inyección en el pattern.

Una vez establecidas estas corrientes preferenciales (canales de circulación del agua) es fácil explicar el *fingering* viscoso. ¿Pero qué pasa en un pozo que está a dos distanciamientos? El gradiente de Presión que se genera es aún menor (pero existe) y la circulación del agua entre los poros también; ya que la velocidad de desplazamiento es muy baja, favoreciendo el equilibrio de fuerzas permitiendo a los fenómenos capilares contribuir en mayor medida a mejorar el barrido, por lo que se asemeja a un flujo pistón (se estabiliza el frente de arrastre). Por lo tanto, es de esperar una mejor respuesta y con un menor corte de agua en pozos a doble distanciamiento (en definitiva, más eficiente).

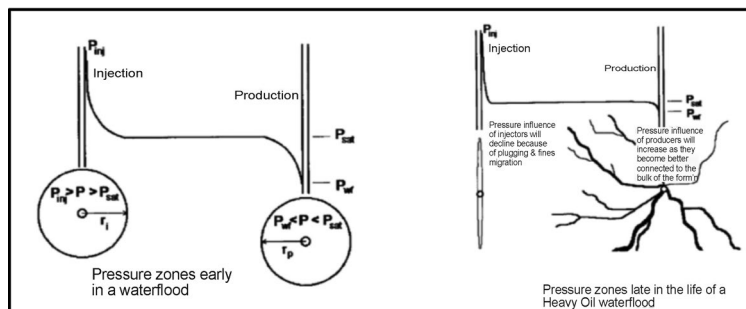


Figura 17. Relación presión inyector-productor (Smith, 1992).

¿Cuál es entonces el VRRi que se recomienda para cada proyecto? En casos donde el mecanismo de drenaje preferencial es gas disuelto se recomienda mantener el VRRi en torno a la unidad. En casos de existencia de acuífero se recomienda determinar la tasa de inyección mediante monitoreo de la presión de la siguiente manera: Determinar como presión de referencia ( $P_{ref}$ ) la presión estática original del reservorio. Esta presión  $P_{ref}$  podrá ser tomada como parámetro para monitorear caudal de inyección en cada zona. Luego monitorear la presión estática (*Build up* y en casos monocapa se puede utilizar niveles) en pozos a 2 ó 3 distanciamientos.

Entonces: Si en un futuro  $P < P_{ref}$ , aumentar ligeramente la inyección.

Si en un futuro  $P > P_{ref}$  bajar ligeramente la inyección.

### Zona III

La zona de inyección denominada Zona III concentra los reservorios mineralizados en la formación El Trébol. Estos se caracterizan por su cercanía en la vertical y por el apilamiento de arenas que genera conexión hidráulica vertical en ciertas áreas. La permeabilidad es más alta que en las zonas anteriormente mencionadas y propiedades petrofísicas más homogéneas. Esta zona posee un petróleo muy viscoso con una densidad de 21 °API promedio, 90 cp de viscosidad del petróleo vivo según PVT y un Rsi de 16 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>; pero así también zonas de gran extensión areal con alta permeabilidad horizontal promediando 1 a 2 Darcys.

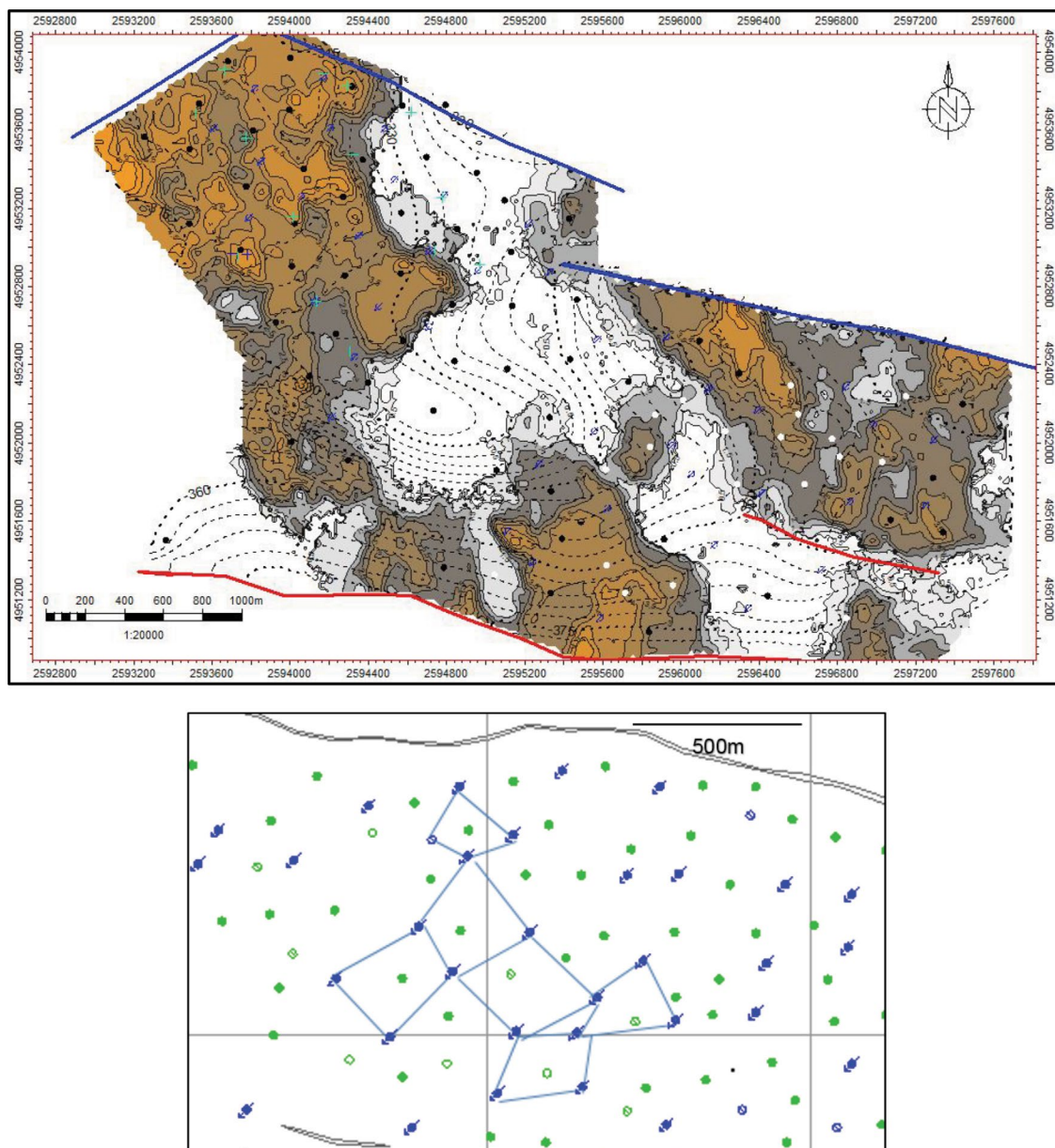


Figura 18. Mapa de espesor permeable y configuración de pattern Zona III.

El desarrollo comenzó en 2002 con perforación de pozos para desarrollo primario con distanciamiento promedio de 300 m. Se define la secundaria en esta zona con un esquema de pozos *infill* (Inter distanciados a 150 m), que se plantean como productores iniciales de primaria para luego ser convertidos a inyectores. Estos pozos comienzan a perforarse en 2010

Estos pozos encuentran los reservorios de interés depletados del 30 al 40% de su presión original y comienzan con baja producción de petróleo ( $3 \text{ m}^3/\text{d}$  de neta promedio). Por esta razón, a los dos años (2012) se implementa la secundaria, generando *patterns* tendientes a seguir la configuración 5 *spot*, pero primando la contactabilidad de los reservorios de interés. El distanciamiento entre pozos de este proyecto es de 150 m promedio, a diferencia de los proyectos de la zona que se caracterizan por ubicarse a 300 m aprox.

En la Figura 18 se puede ver el desarrollo areal de los canales y la configuración de *patterns*.

### Analizando el VRR

A diferencia de las otras zonas, la inyección fue agresiva al inicio y tendió a VRRi igual 1 con el tiempo; pero en esta zona no hubo una canalización fuerte y hubo una respuesta clara del petróleo. El incremento demora 12 meses en comenzar a notarse en la curva de producción bruta y neta.

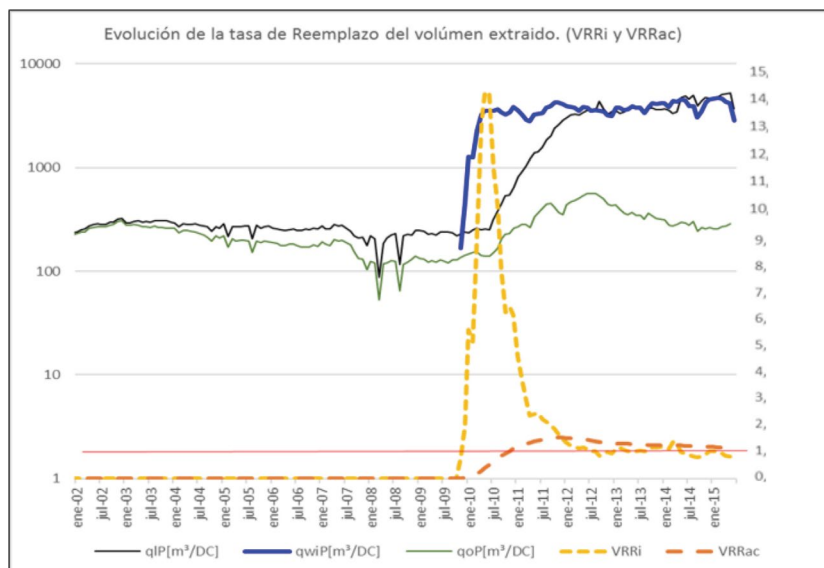


Figura 19. Evolución de la tasa de reemplazo del volumen extraído Zona III.

Las particularidades de esta zona, respecto de las otras, son 5 principalmente:

- 1- La zona tiende a ser homogénea arealmente, demostrado porque todos los pozos contactan casi la totalidad de las arenas de interés, con perfiles similares y producciones similares entre los pozos del proyecto.

- 2- Las permeabilidades son altas y las arenas friables de todas las arenas (Sólo se inyecta a la form. El Trébol).
- 3- La inyección comienza en zonas depletadas. El gas disuelto ya es despreciable,
- 4- No hay empuje de agua en ningún reservorio.
- 5- El distanciamiento es de 150 m (pozos *infill*) vs 300 m que poseen las otras zonas de análisis.

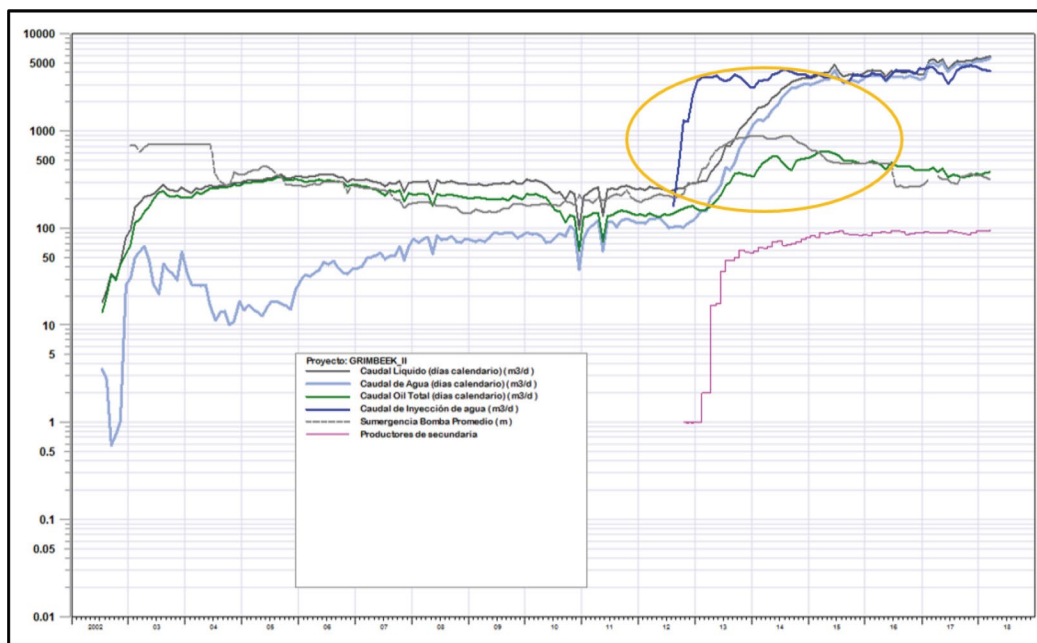


Figura 20. Historia de producción Zona III (mejorar el cuadro de leyendas).

Como se puede observar en la Figura 20, la sumergencia promedio de los pozos incrementa exponencialmente con el inicio de la inyección y se mantiene alta hasta haber inyectado 20% del volumen poral contactable, en los primeros dos años de inyección y en el mismo tiempo alcanza un VRRac 1.3

La alta tasa de inyección aumenta la presión de la zona, pero gracias a la deficiente capacidad de extracción, se mantiene una velocidad de desplazamiento baja; evitando *fingering* viscoso y la re-circulación del agua de inyección, efecto esperable en una zona con una relación de movilidades (M) de 59 en el frente.

Puede tomarse como un claro ejemplo de cómo evitar canalizaciones y mejorar el recobro aplicable en zonas de relación de movilidad adversa.

La disminución del distanciamiento entre I y P favoreció una mayor contactabilidad de la zona con menor recorrido del frente de arrastre.

Otro punto a tener en cuenta en proyectos de este tipo, es la irrupción de agua en la vida temprana del proyecto. En la Figura 21 se observa que aún en los proyectos de mayor éxito se alcanza el 90% de corte de agua antes de que la recuperación total iguale a la mitad de la recuperación final.

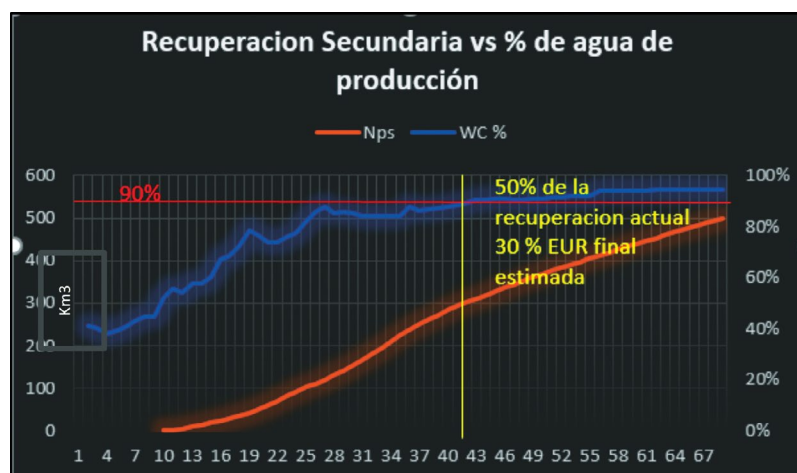


Figura 21. Recuperación secundaria vs. % agua de Producción Zona III.

### Análisis de Regresión con Datos actuales

Analizando los comportamientos de todas las zonas en inyección, en el yacimiento con petróleo viscoso (algunas de ellas planteadas anteriormente), se intenta obtener relaciones entre los datos que clarifiquen, a grandes rasgos, las acciones a seguir.

|          | Complejo     | API Promedio | Viscosidad Promedio | Espaciamiento | % Ns/Np | VRR Ac |
|----------|--------------|--------------|---------------------|---------------|---------|--------|
| Zone I   | C II         | 22           | 90                  | 150           | 92%     | 112%   |
| Zone II  | CII          | 22           | 90                  | 150           | 113%    | 114%   |
| Zone III | C III /CIV   | 20           | 230                 | 260           | 19%     | 93%    |
| Zone IV  | CIII/CIV     | 18           | 225                 | 315           | 7%      | 71%    |
| Zone V   | CII/CIII/CIV | 21           | 130                 | 370           | 43%     | 83%    |
| Zone VI  | CII/CIII     | 19           | 111                 | 350           | 78%     | 170%   |

Se analizó la relación de Recuperación secundaria total sobre Recuperación Primaria para independizarse del cálculo de OOIP debido a que el contactable varía mucho según la configuración vertical y areal de la implementación decidida por el operador. A mayor contactable no hay discusión que la recuperación final será mayor.

Esta relación se graficó versus: a-Espaciamiento entre pozos, b-VRRac Como relación de VPI por falta de datos comprobables; y c-viscosidad (Figura 22).

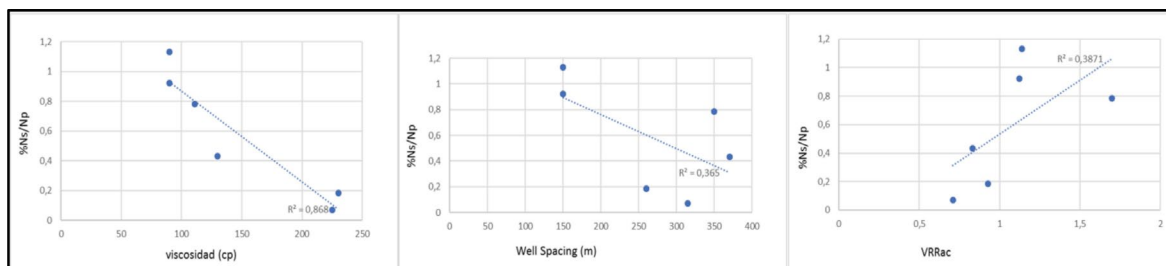


Figura 22. Gráficos de relación %Ns/Np vs. Espaciamiento, viscosidad y VRRac.

Como se puede observar (Fig. 22) la relación entre viscosidad y recuperación es inversamente proporcional y muy fuerte la correlación. Sin embargo, no se puede hacer mucho para mejorar la viscosidad dentro de un proyecto de inyección de agua.

La correlación es más débil entre la recuperación y el espaciamiento; y lo mismo ocurre con VRRac o VPI.

Sin embargo, son dos factores que podemos manejar como operadores; por lo tanto, si hacemos la relación entre los tres; considerando que VRRac es directamente proporcional y tanto Espaciamiento como viscosidad son inversamente proporcionales; vemos la resultante en la Fig. 23.

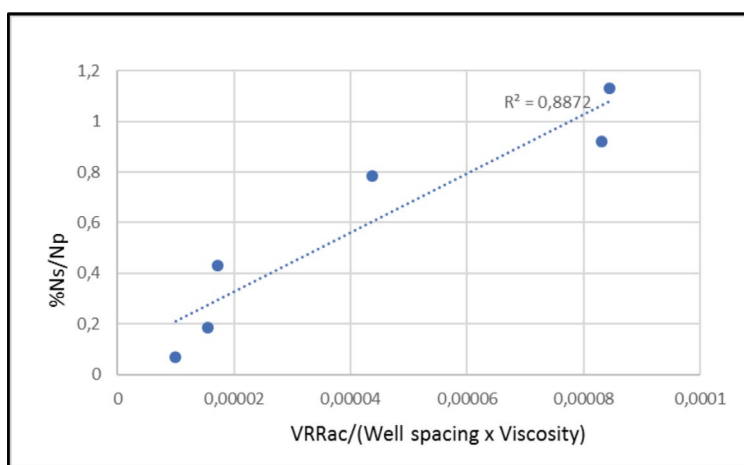


Figura 23. Relación %Ns/Np vs. VRRac/(Espaciamiento x viscosidad) (Beliveau, 2009).

La correlación mejora respecto de Ns/Np vs Viscosidad, por lo que si la zona posee una mayor viscosidad se recomienda acortar el distanciamiento entre pozos (*infill drilling*) y aumentar los volúmenes a inyectar totales (sin aumentar el caudal de inyección por pozo para evitar canalizaciones). De esta forma se incrementa la vida útil del proyecto.

Estos serían consideraciones iniciales a la hora de inyectar agua en un área de petróleo viscoso. Una vez determinado estos parámetros se debe hilar fino y analizar los demás parámetros mencionados y que se refuerzan en las conclusiones.

## CONCLUSIONES

La recuperación secundaria en zonas de producción de petróleos viscosos es muy diferente de aquella de petróleos livianos, sobre todo por la ineficiencia del desplazamiento, resultado de las relaciones de movilidades adversas, sumado a la presencia de reservorios heterogéneos y de bajo espesor como son los pertenecientes a los de la CGSJ.

Para alcanzar la máxima recuperación posible, se debe tener en cuenta todas las variables e intentar utilizarlas estratégicamente:

- Tener en cuenta los mecanismos de drenaje primarios para cada zona en inyección.
- Si el mecanismo de drenaje es empuje de agua, determinar la dirección del aporte (vertical y areal) y utilizar la misma para minimizar canalizaciones tempranas. Utilizar la presión para monitorear comportamientos, ya que hay un ingreso de fluido natural además de la inyección.
- Si no hay empuje de agua inyectar, preferentemente, en dirección perpendicular a la dirección de permeabilidad preferencial.
- Mantener una baja velocidad de desplazamiento en todos los casos ( $VRR_i \leq 1$  a la unidad).
- A mayor viscosidad es conveniente reducir el distanciamiento entre pozo inyector y productor. Esto también aumenta la contactabilidad del volumen poral.
- Monitorear pozos a dos distanciamientos si no fueron considerados en el proyecto original.
- Planificar las instalaciones acordes a un manejo de alto corte de agua desde la vida temprana del proyecto para un monitoreo eficiente.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a los colegas de YPF por su colaboración, especialmente al Ing. Juan Iriarte y al Ing. Gustavo Janzen. Asimismo, agradecemos al Lic. Marcelo Crotti y al Ing. Fernando Tuero por sus sugerencias.

## REFERENCIAS CITADAS

- |                                                                                                                    |                                                                                                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Beliveau, D., 2008, "Waterflooding Viscous Oil Reservoirs". Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113132-MS. | ments. Facies Model Revisited. " SEPM. Special Publication N°84.                                     |
| Bridge, J. S., 2006. "Fluvial Facies: Recent Develop-                                                              | Smith, G. E., 1992, "Waterflooding Heavy Oils". Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24367-MS |



**10° CONGRESO DE  
EXPLORACIÓN Y  
DESARROLLO DE  
HIDROCARBUROS**

**Energía y Sociedad**  
aliados inseparables  
**Mendoza 2018**