



Los Perales Sur, ubicado en la Cuenca del golfo San Jorge, está subdividido en 4 bloques producto de fallas principales que delinean la estructura y la deposición de los reservorios. Allí, el 60% de la producción de petróleo total está asociada a la recuperación secundaria. Este trabajo busca ejemplificar las técnicas de monitoreo implementadas que permitieron definir oportunidades de mejora para el corto, mediano y largo plazo.

Caso de estudio: Monitoreo de recuperación secundaria en Los Perales Sur

Mitigando incertidumbres
para la definición de oportunidades

Por **Erich Hermann** (YPF S.A.)

El monitoreo de los proyectos de recuperación secundaria como parte clave del gerenciamiento de reservorios permite definir oportunidades tanto en el corto como en el largo plazo, por eso es importante seguir ciertos lineamientos que permitan entender el yacimiento y, a su vez, mitigar las incertidumbres bajo las cuales se gestaron los proyectos en un inicio.

En este caso en particular se cuenta con suficiente historia de inyección como para entender el avance de la inyección y sus resultados, el potencial remanente teniendo en cuenta los problemas de calidad de agua y las limitaciones de equipamiento como principales condicionantes.

El análisis que se detalla en este caso se enfoca desde un análisis macro a nivel yacimiento hasta un análisis micro a nivel reservorio, teniendo en cuenta el modelo estático y dinámico del bloque.

Contexto geológico

El Bloque Los Perales Sur cuenta con reservorios en el Miembro Inferior de la Fm. Bajo Barreal a profundidades que oscilan entre 400 mbbp y 1000 mbbp según la posición de los pozos en la estructura.

La sucesión estratigráfica está integrada por una alternancia de cuerpos arenosos y pelitas de origen fluvial, que le confieren la particularidad de constituir un sistema de reservorios multicapas, acentuado por la fuerte compartimentalización producto de la estructura y de la propia arquitectura aluvial.

Los reservorios están compuestos por cuerpos arenosos de baja sinuosidad con direcciones preferenciales con rumbo NNO-SSE y N-S, con otra subordinada NO-SE. Si consideramos que en la mayor parte de los casos, las orientaciones de los cuerpos son oblicuas a transversales respecto de la estructura principal, la misma desempeña un papel preponderante como patrón de entrapamiento de hidrocarburos, aunque también se debe destacar los acñamientos de los cuerpos arenosos, propios de la arquitectura fluvial, que actúan como trampa estratigráfica.

Análisis de los reservorios y sus fluidos

El primer punto de partida a la hora de analizar cualquier campo de hidrocarburos es entender cuál es el mecanismo de drenaje a fin de definir el mejor plan de desarrollo. Para este caso en particular, la explotación se concentró en dos campañas de perforación marcadas en el tiempo: 1996-1998 y 2004-2009 en donde se tomaron datos de presión (RFT) sobre las zonas de interés.

En la figura 1 se puede observar la evolución de la presión referenciada a una profundidad de interés (530 m) en función del tiempo para visualizar la comunicación hidráulica de los niveles de interés y el grado de drenaje a través del tiempo.

Teniendo en cuenta que el desarrollo del bloque comienza en 1996, la presión inicial de los principales reservorios sería de 56 kg/cm² para 530 m, mientras que tiempo después (2004-2006), para la misma profundidad, la presión alcanzó 51 kg/cm², ligeramente por debajo de la presión de burbuja de 55 kg/cm².

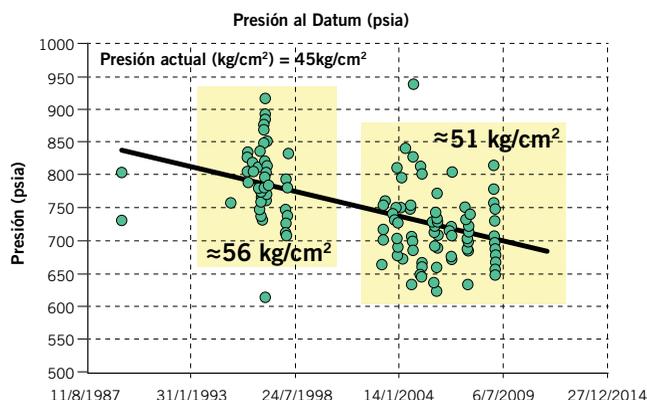


Figura 1. Evolución de la presión en el tiempo.

En función de los valores de presión obtenidos, las acumuladas de petróleo a cada fecha y el OOIP del bloque, es posible construir un gráfico presión actual/presión original *versus* factor de recuperación para corroborar el mecanismo de drenaje del bloque, siendo el mismo por gas disuelto (Figura 2),

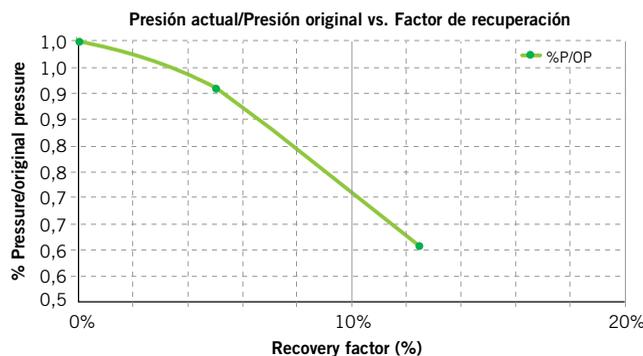


Figura 2. P_a/P_{or} versus FR.

Según las mejores prácticas es importante comenzar con proyectos de recuperación secundaria en la vida temprana del desarrollo de un yacimiento a fin de sostener la presión y mejorar así el factor de recobro. Para el Bloque I de LPS, la zona desarrollada entre 1996 y 1998 fue acompañada por un proyecto de recuperación secundaria implementado en 2001 con ese objetivo. Para el caso de la zona de desarrollo comprendida entre 2004 y 2009 estructura arriba del bloque, se comienza con secundaria en 2006 con un comportamiento similar a la otra zona.

En la actualidad nos encontramos con un proyecto de recuperación secundaria sobre casi la totalidad del bloque que, de acuerdo con la memoria de cálculo original, se comprometían 210 km³ de petróleo por secundaria; al analizarlo encontramos que el bloque acumuló más del doble de lo comprometido y aún queda un determinado volumen de reservas por desarrollar. Es por este motivo que surgen las siguientes preguntas: ¿por qué existe tanta diferencia entre las reservas P1 del estudio y el EUR estimado? ¿Cuáles fueron los valores de los parámetros considerados en la estimación de reservas cuya incertidumbre impactaron en el cálculo?

Por lo tanto, partiendo de la ecuación del cálculo de reservas:

$$N_s = \frac{VPC \times (S_o - S_{or}) \times E_v}{B_{oa}}$$

Ref.

VPC: Volumen poral cotactable

$S_o - S_{or}$: Diferencia de saturación

E_v : Eficiencia volumétrica

B_{oa} : Factor de volumen al momento del inicio de la secundaria

se plantean las incertidumbres sobre cada parámetro y un plan de manejo de incertidumbres (Tabla 1).

Parámetros	Plan de manejo de incertidumbre
VPC	Recalculo del VPC con el mallado actual sobre las capas en inyección
S_o	Balance de materiales
S_{or}	Evaluación de testigos rotados
E_v	Evaluación de testigos rotados

Tabla 1. Parámetros con incertidumbre y plan de manejo.

Para el primer punto se realizó simplemente el cálculo volumétrico del volumen poral contactado por las mallas de interés, resultando un VPC de 5,17 Mm³ versus un VPC considerado en la memoria de cálculo de 3,15 Mm³.

Con respecto a la saturación de petróleo al inicio de la secundaria, la misma es estimada por balance de materiales como se detalla:

$$S_{oisc} = \frac{(1 - S_{wi}) \times (1 - FR) \times B_{oa}}{B_{oi}}$$

$$S_{oisc} = \frac{(1 - 0,4) \times (1 - 461 \text{ Mm}^3 / 9270 \text{ Mm}^3) \times 1,05}{1 \cdot 1} = 0,54$$

En función de los cálculos realizados, se obtiene un valor de un 54% versus los 43% empleados.

Por último, resta evaluar la saturación de petróleo residual y la eficiencia volumétrica. Para este caso en particular, se analizaron ensayos especiales de testigos rotados tomados en el pozo PP.x-3 del bloque vecino (LPSBIII), obteniendo los resultados de la tabla 2.

Nº M.	Z (m)	Ø (fr)	Sirr (fr)	Sor (fr)	Krw*	Kro*	Kef a Swi
15	849	0.23	39	22.3	0.059	0.4072	194
17	744	0.24	40	23.5	0.025	0.3918	79
22	436	0.22	40	27	0.048	0.686	7

Tabla 2. Resultados de ensayos especiales en testigos.

Como se puede observar en la tabla 2, el valor de Saturación Residual de Petróleo es muy distinto del valor de 32% volcado en la memoria de cálculo; mientras que, si hacemos uso de los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa, obtenemos una relación de movilidad de 8 versus una de 40 considerada en el estudio, motivo por el cual la eficiencia volumétrica nueva tomada de las curvas de Higgins - Leighton para una configuración de five spot resultó de 0,52 versus 0,4 original.

En función de los nuevos valores, el re-cálculo de las reservas del proyecto es de 713 km³ de petróleo versus 685 km³ de EUR estimados por declino, lo cual representa una

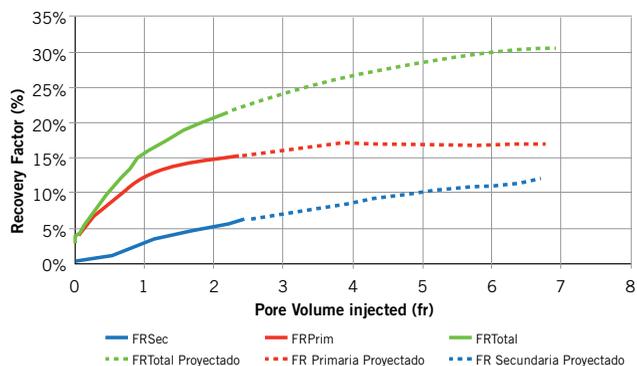


Figura 3. FR versus PVI.

diferencia menor al 10%.

Este análisis preliminar de los resultados del proyecto versus los planificados nos permite entender mejor el comportamiento del campo y prever mejores estimaciones en proyectos futuros.

En la actualidad se alcanzó un factor de recuperación total del 22%, del cual un 15% por recuperación primaria y un 6% por recuperación secundaria (Figura 3).

En orden de mejorar el factor de recuperación del campo se focaliza el monitoreo del bloque para encontrar oportunidades de optimización y desarrollo. En el siguiente apartado se describen todos los pasos que se realizaron para acomodar la situación del bloque y mejorar la producción.

Monitoreo del Bloque LPS

En orden de optimizar campos bajo recuperación secundaria es crítico dar seguimiento estricto a la continuidad de la inyección y la básica de producción, para lo cual se debe contar con telemetría que permita detectar mermas o pérdidas de inyección y actuar en consecuencia. Por otro lado, el monitoreo de inyección a nivel capa mediante mediciones de WL es fundamental para corroborar que el agua se concentre en las capas de interés y no fuera de zona.

En septiembre de 2014, al tomar la responsabilidad de la ingeniería del bloque, se analizó la infraestructura existente en términos de telemetría, se relevaron un total de 20 caudalímetros para 48 pozos existentes a ese momento,

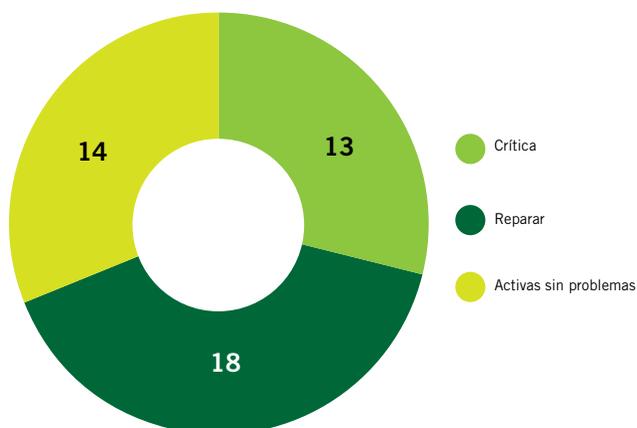


Figura 4. Cantidad de inyectores según la criticidad de las instalaciones.



Figura 5. Curva de producción de los pozos productores asociados a los inyectores intervenidos.

el primer punto de acción fue completar la telemetría y corregir los caudalímetros con problemas de calibración para reducir los tiempos de detección de mermas y pérdidas de inyección.

Por otro lado, a partir de un plan de trazadores a nivel capa priorizado por categoría de pozo (A, B y C), fue posible detectar falencias de inyección producto de la mala calidad del agua inyectada y la antigüedad de las instalaciones selectivas (9 años de uso en promedio).

En función de este análisis, se propusieron dos proyectos de inversión en concepto de blindaje de reservas a nivel Perales, cuyo objetivo principal era el re-cambio de

instalaciones selectivas. Para el caso particular de Perales Sur, se intervinieron 8 pozos inyectores, de los cuales 5 son de LPS BI.

Los resultados en términos de producción se pueden observar en la figura 5.

En la figura 5 se visualizan tendencias de aumento y baja de producción, debido a la falta de constancia en la inyección producto de los cierres de inyectores para despresurización e intervención con equipo de torre.

En noviembre de 2016 se vuelve a las condiciones de inyección constante y se comienza a observar rápidamente el cambio de tendencia.

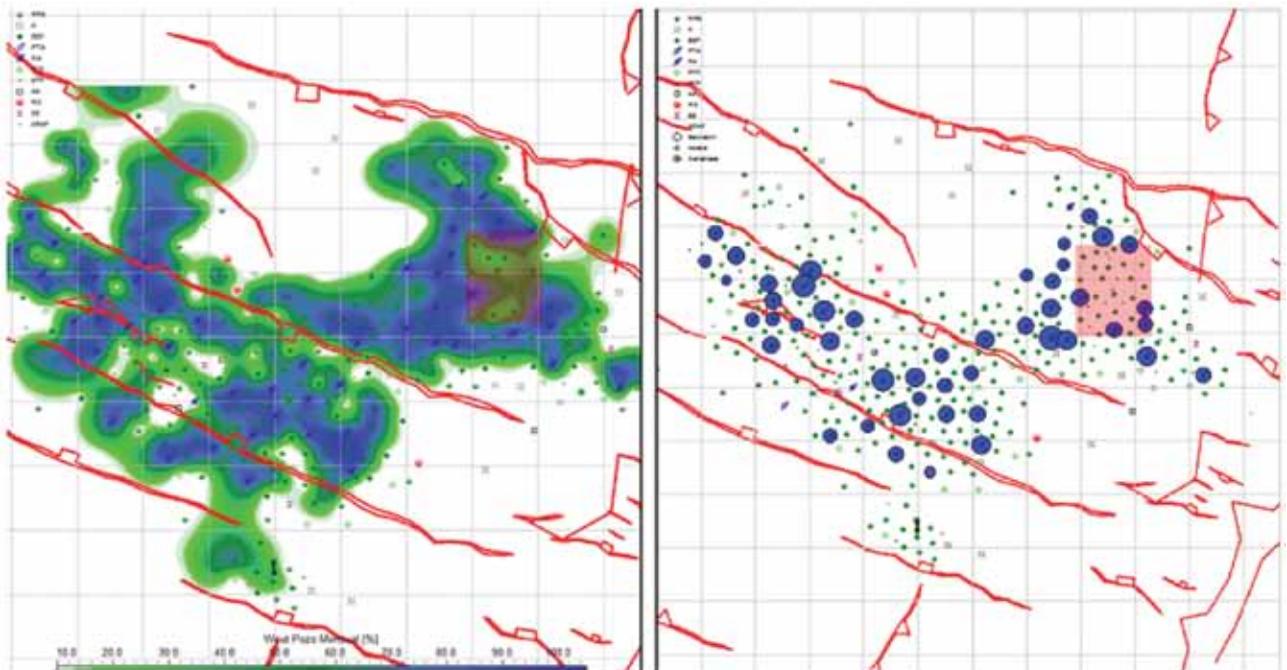


Figura 6. Mapa de Wcut y radio de avance de inyección.

4.1 Análisis a nivel yacimiento

Para empezar a evaluar el desempeño de los proyectos de recuperación secundaria, se plantea un análisis a nivel yacimiento a partir de cuatro mapas: corte de agua, relación gas petróleo, presiones estáticas y radio de avance de inyección. Los más representativos son el mapa de corte de agua y radio de avance de inyección, ya que los demás están fuertemente afectados por la calidad y la densidad de datos.

De los mapas realizados sobre el Bloque I, al noreste del bloque se señala una zona no inundada con oportunidad de ser desarrollada por recuperación secundaria. Por lo tanto, se presenta un proyecto de inversión con 6 pozos inyectores *infill* y 1 un pozo productor *infill* para aumentar la producción e incorporar reservas.

A partir del modelo geológico, se realizó un delineamiento capa a capa de las zonas no inundadas sobre los mapas de espesor útil que, al solaparlos, definieron las mejores ubicaciones para pozos inyectores nuevos y posibles conversiones.

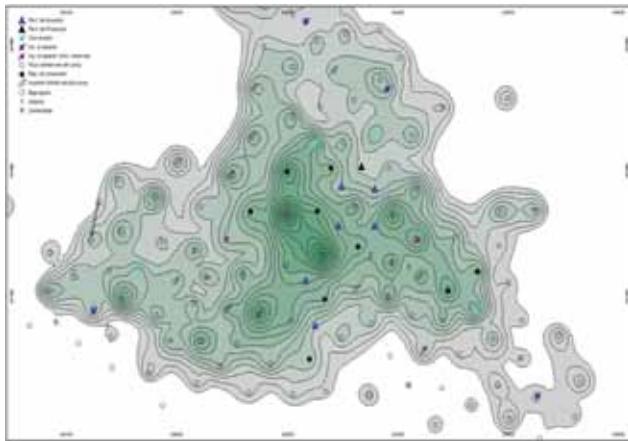


Figura 7. Mapa de apilamiento de H_u para definición de nuevos pozos y conversiones.

Por otro lado, en orden de sostener la básica hasta ejecutar el proyecto de inversión es que se avanza con los análisis de detalle de las mallas existentes para evaluar su estado actual e intentar optimizar.

Análisis a nivel *pattern*

Siguiendo la metodología propuesta por Ganesh Takur y Willian Cobb (Papers 102200 y 38902), el próximo paso es realizar un análisis de eficiencia volumétrica a nivel bloque en función de los datos de producción. Para realizarlo se decidió agrupar los pozos por *pattern* en lugar de bloque, ya que al contar con la neta asociada y el volumen poral contactable de las mallas, es posible determinar la eficiencia volumétrica de cada *pattern* y comparar unos respecto de los otros. En consecuencia, a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{vw} = \frac{N_p \times B_o}{V_p} + 1 - S_o - S_{wc} \over S_w - S_{wc}$$

se volcaron los datos en un gráfico cartesiano de E_v versus N_p a fin de identificar zonas con posibilidad de optimizar, ya sea mediante pozos *infill* para mejorar la eficiencia areal y/o mediante la reparación de los inyectores existentes para remediar daños y aumentar la eficiencia vertical.

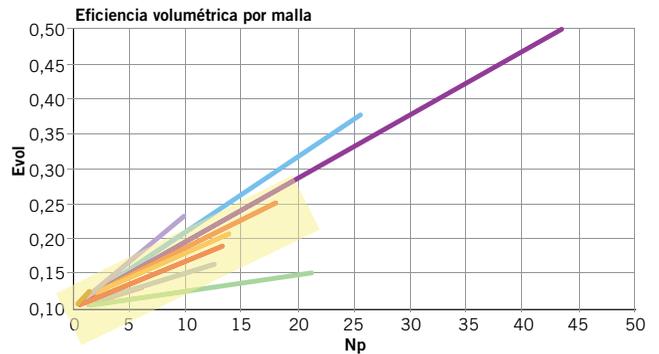


Figura 8. Eficiencia volumétrica versus N_p .

A simple vista se puede observar que existen dos mallas cuyo comportamiento sobresale respecto del resto. Ahora bien, la pregunta es ¿por qué existe esa diferencia de comportamiento entre mallas? La respuesta al parecer tiene varios factores que contribuyen. El primero es debido al potencial del amalgamiento de capas en dicha zona y, el segundo, por la densidad de pozos inyectores, como se puede identificar en la figura 9 en las zonas donde hay burbujas de acumulada de petróleo encimado al mapa de corte de agua.

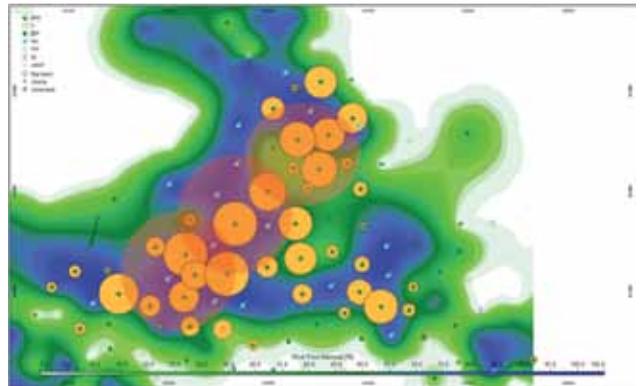


Figura 9. Densidad de pozos productores inyectores versus acumuladas de petróleo.

Como se observa en la figura 9, los pozos con mejor acumulada se encuentran afectados por más de un inyector, por tal motivo se propone realizar perforaciones *infill* sobre zonas inundadas con saturación de petróleo remanente definida por simulación y re-armar los *pattern* con distanciamientos inyector-productor menores, de manera de mejorar la eficiencia areal.

Esta iniciativa surgiría luego de evaluar el desempeño de los pozos en el proyecto de recuperación secundaria con pozos *infill* sobre la zona no inundada.

Análisis a nivel pozo-reservorio

Al momento de realizar un análisis a nivel pozo en pro-

yectos de recuperación secundaria es clave enfocarse primero en los inyectores y luego en los productores, ya que estos últimos responderán a lo que suceda en el inyector. Resulta claro que luego de actuar sobre cada inyector, el productor debe estar correctamente explotado. Para este caso se plantea el ejemplo del INY-1.

Luego de reunir la información de los perfiles de tránsito de fluido y movimientos de válvulas, fue posible analizar la historia de inyección a nivel capa y definir su impacto en la producción, como así también evaluar el estado de las mismas en términos de petróleo *in situ* y volúmenes porales barridos. A su vez, lo primero que se detectó fue un problema de aislación en la instalación selectiva que evitaba una correcta distribución del agua de inyección entre las distintas capas del proyecto. En consecuencia, se propuso el reemplazo de la instalación de fondo.

Luego de la intervención se programó una intervención de wireline para medición de admisiones por capa y se visualizó una mejora en la distribución vertical del agua y, por ende, en la producción asociada al pozo.

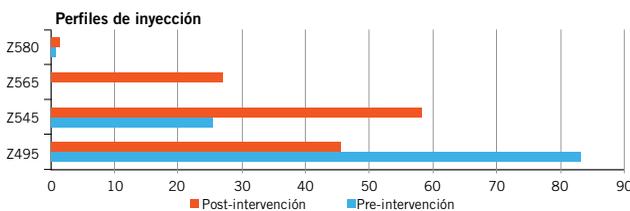


Figura 10. Perfiles de inyección antes y después de cambio de selectiva.

En la figura 12 se puede observar la curva de producción de la malla.

En las curvas de producción se puede notar una baja de producción desde la intervención, debida al tiempo de despresurización e intervención hasta el cambio de tendencia producto de la mejora en la inyección con un incremento de producción de aproximadamente 5 m³/d de petróleo.

Otro punto considerado para este pozo fue la presión de inyección en boca de pozo, ya que en dicho punto alcanzaba 76 kg/cm² de los 80 kg/cm² requeridos como mínimo. Por lo tanto, en favor de una mejora en la pérdida de carga desde el satélite a la boca del pozo (1200 m), se realizó una limpieza química sobre la línea de inyección con ácido clorhídrico, solvente y bactericida para dismi-

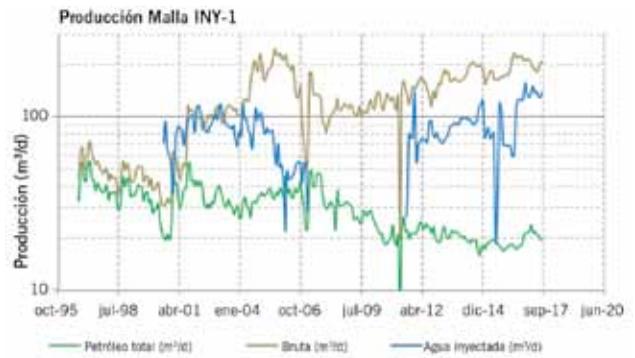


Figura 12. Evolución de la inyección y producción del pozo intervenido.

nir la pérdida de carga.

Para los programas de limpieza química de las líneas de inyección se debió recurrir al análisis detallado de la calidad del agua existente.

Análisis de calidad de agua requerida y disponible

El control de la calidad del agua en plantas y a lo largo del sistema de inyección es un factor clave de éxito en un proyecto de recuperación secundaria, puesto que hacer caso omiso a las especificaciones requeridas implica una gran cantidad de problemas, como daño en los reservorios, ensuciamiento de las instalaciones, aumento de pérdida de carga en el sistema de inyección y corrosión, entre otros.

Calidad de agua requerida

Para definir la calidad del agua requerida por los principales reservorios que se inundarán es posible, según las muestras con las que se dispongan, realizar los siguientes análisis:

- Presión capilar por inyección de mercurio
- Microscopía electrónica
- Microscopía óptica
- Regla de la raíz cuadrada de la permeabilidad

De acuerdo con la información disponible para el bloque, se pudo contar con un ensayo de presión capilar por inyección de mercurio para los testigos rotados extraídos en un pozo exploratorio del bloque vecino. Por otro lado, en función de la porosidad efectiva estimada por petrofísica fue posible estimar la permeabilidad empleando Timur

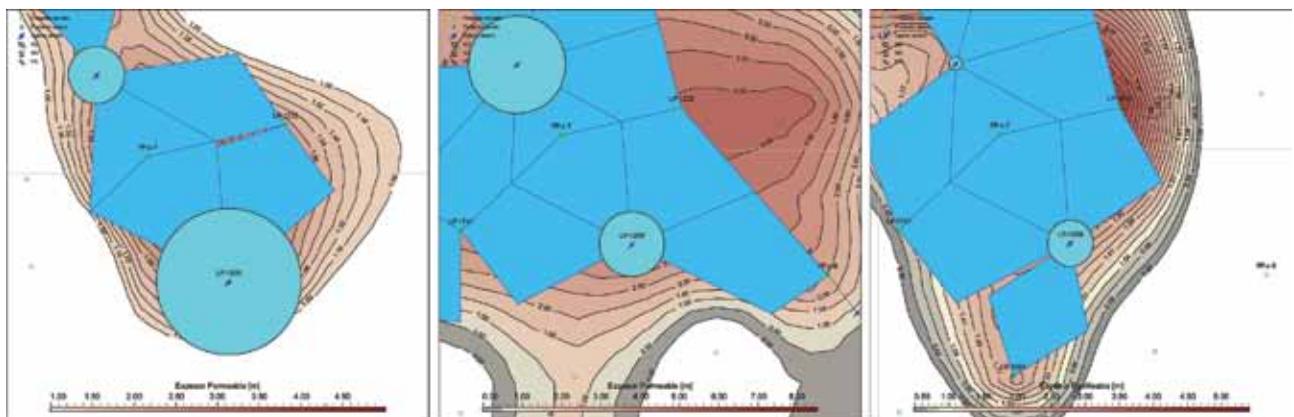


Figura 11. Capas de interés en el inyector intervenido.

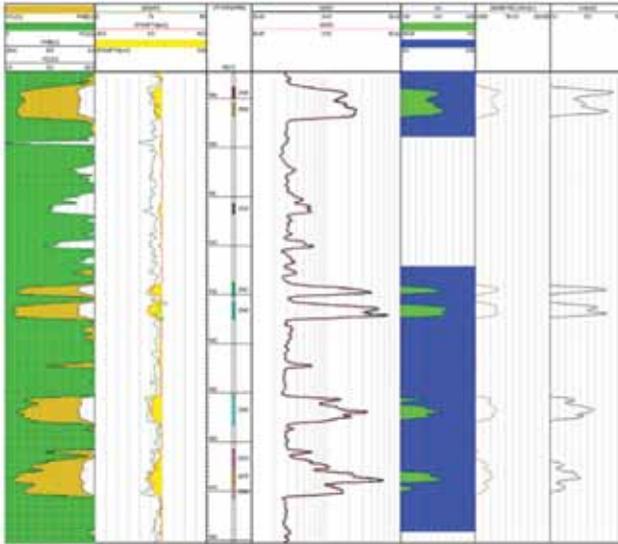


Figura 13. Cálculo de diámetro de garganta poral a partir de la raíz cuadrada de la permeabilidad.

y así determinar el tamaño de garganta poral mediante la regla de la raíz cuadrada.

En el ensayo de presión capilar se obtuvo una distribución de tamaños de poro sobre el testigo rotado, el diá-

metro de garganta poral más probable fue de 10,34 μm . Por lo tanto, para evitar taponamientos en cualquier parte del reservorio se recomienda 1/3 del Dg para el diámetro máximo admisible de las partículas en suspensión.

Es importante tener presente que el análisis sobre un testigo es un valor puntual muy difícil de extrapolar, sobre todo en la CGSJ, en consecuencia se realiza un análisis de \sqrt{k} para evaluar los requerimientos de calidad de agua de todos los reservorios de interés en la vertical y definir así el tamaño máximo de partículas que puede admitir cada reservorio (Figura 13).

Como punto de validación se emplearon los valores de permeabilidad obtenidos con los ensayos de presión (*fall off*) registrados en el bloque.

Calidad de agua disponible

Para los proyectos de recuperación secundaria implementados en LPS se dispone de agua de inyección proveniente de la planta más cercana, cuyas capacidades de tratamiento deben ser analizadas para definir la condición actual, las medidas paleativas y puntos de mejora a futuro.

El equipamiento de la planta cuenta con un FWKO y un tanque skimmer como únicos puntos de tratamiento de agua. Entonces, teniendo en cuenta las capacidades de

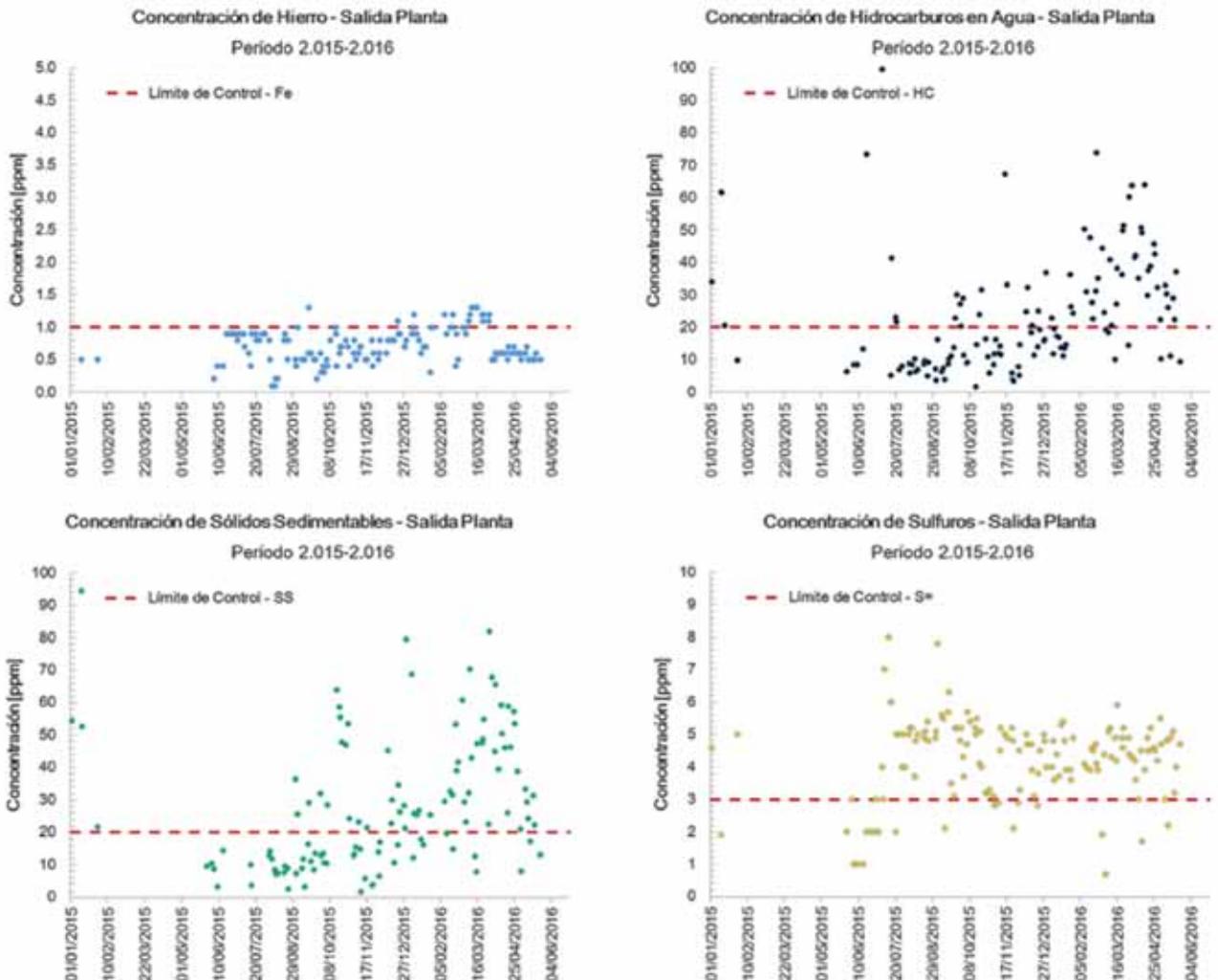


Figura 14. Parámetros de control de calidad de agua.

la planta, en la figura se presentan los gráficos de evolución de los diferentes parámetros de control *versus* el teórico máximo recomendado.

Como se evidencia en la figura 14, tanto la concentración de hidrocarburos como de sólidos son elevadas respecto de los valores estándar, por lo que es de esperarse problemas de daño en los reservorios y aumento de pérdidas de carga en el sistema de inyección.

Hasta el momento se ha visualizado un análisis de los parámetros de calidad de agua de inyección a la salida de la planta, aún resta analizar la calidad que alcanza en bdp luego de recorrer todo el sistema de inyección. Para este caso, dada la antigüedad de las instalaciones, el agua llega a los inyectores con valores más desfavorables de los que alcanza a la salida de la planta, por eso es importante aumentar la frecuencia de limpieza de filtros y prever limpiezas periódicas de líneas de inyección que evidencien mayor pérdida de carga.

Además, resulta importante acondicionar la planta luego de estimar las mejoras de producción asociadas tras cumplimentar con los requerimientos de calidad de agua.

Ahora bien, teniendo en cuenta el análisis de la calidad de agua mínima requerida y la disponible en boca de pozo, surge la pregunta: *¿estamos dañando nuestros reservorios?* Entonces, para responder este interrogante se plantea la campaña de análisis de *fall off* en pozos inyectores.

Análisis del efecto de la calidad de agua en los reservorios por medio de ensayos de *fall off* en inyectores

Considerando los problemas de calidad de agua en el área de estudio y la falta de monitoreo de presión de reservorio a lo largo del tiempo, surge la necesidad de realizar ensayos de presión para responder los interrogantes asociados.

La incorporación reciente de válvulas de fondo con registro de presión permitieron realizar *fall off* sobre aquellas capas en inyección y comenzar con el monitoreo de presiones de reservorio, estimación de daño y permeabilidades efectivas de los principales reservorios. A continuación se detalla uno de los ejemplos de los ensayos de pozo realizado en el área.

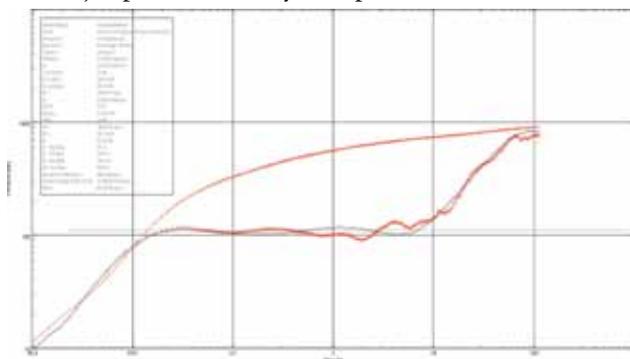


Figura 15. *Fall off* INY-2 MND#4 (Z560 434-37 m).

Parámetros principales	Valores
Modelo de reservorio	Homogéneo
Presión de reservorio (psia)	489
Skin	-3,68
Kavg (mD)	62,4

En función de los resultados obtenidos, para cada caso es notorio que no existe sobre-presurización de los reservorios



como primer punto de observación, mientras que, por otro lado, es posible valorar la vida útil de las fracturas realizadas en las terminaciones con los valores de skin negativos.

Por último, en varios casos, los valores de permeabilidad efectiva son bastante bajos para las profundidades analizadas, por lo que será más importante hacer foco sobre la calidad de agua.

Para capas actualmente sin admisión y de interés hay dos formas de definir la posibilidad de ser recuperadas: (a) analizando las admisiones iniciales con una determinada presión y calidad de agua y (b) su evolución en el tiempo.

Conclusiones

Como principales conclusiones del análisis global del desempeño del bloque, podemos especificar los siguientes aspectos:

- Los reservorios de LPS BI presentan un comportamiento propio de reservorios cuyo mecanismo de drenaje es por gas disuelto.
- Los reservorios son de baja a mediana permeabilidad, por esa razón fueron fracturados en la mayoría de los casos.
- En función de los datos observados, los reservorios requieren una presión de inyección bastante superior a otros reservorios de igual profundidad, debido a la componente tectónica.
- En base a los resultados de los ensayos de *fall off* se observa que no existe sobre-presurización de los reservorios.
- Si bien no se observa un daño aparente en los ensayos de *fall off*, debido a la presencia de fracturas hidráulicas, no se puede inferir el impacto de la calidad de agua sobre el reservorio en la cara de las fracturas más que comparar la longitud efectiva de fractura pos-ensayo *versus* la simulada y macheada del diseño original de la fractura.
- La mala calidad de agua es un factor que atenta fuertemente contra aquellos reservorios de baja permeabilidad y provoca una baja eficiencia vertical. ■

Bibliografía consultada

- SPE 38902 *Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterfloods Using Production Data.*
 SPE 102200 *Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice.*
 SPE 113132 *Waterflooding Viscous Oil reservoirs.*
 Well Testing - Giovanni Da Prat.
 Willhite, G [1] Paul-Waterflooding.
 Manual de Recuperación Secundaria –V.2016 *Integrated Petroleum Reservoir Managements.*