

OPTIMIZACIÓN DE WATERFLOODING EN CERRO DRAGON UTILIZANDO PLT CON BES

Ballarini, Mariano (PAE); Calvo, Gabriela(PAE); Castellanos, Mercedes(PAE); Leisen, Enrique (PAE); Medda, Fernando (PAE); Moyano, Héctor(PAE); Pithon Ana (PAE); Solohaga, Dario (Slb).

Sinopsis

Debido a la problemática en los últimos años en el manejo del agua en Cerro Dragón, y ante la decisión estratégica de cerrar capas de alto RAP para mejorar el Balance de Agua, surgió la necesidad de implementar / desarrollar nuevas tecnologías para optimizar los trabajos de WSO (Water Shut Off). Luego de evaluar diferentes alternativas se comenzó con la utilización de la tecnología PLT con BES; primer piloto en la Argentina y en el mundo en Casing de 5 ½”.

Esta tecnología permitió identificar con precisión y eficiencia el fluido producido por capa (Agua/Pet/Gas) en condiciones dinámicas, en pozos que producen con sistema artificial de extracción (pozos no surgentes). Se realizó un piloto con 3 pozos en 2010 con resultados positivos. En los años sucesivos se decidió continuar con la utilización de la tecnología extendiendo su aplicación a distintos yacimientos del área Cerro Dragón.

Con su implementación se logró reducir la producción de agua y además se obtienen otros beneficios importantes, como por ejemplo: alocación de producción, optimización de los pattern de inyección (mejoras en la eficiencia areal), capas de alto RAP en condiciones dinámicas, contribución al modelo dinámico del reservorio, cross flow en condiciones estáticas / dinámicas, hermeticidad de capas cementadas, completaciones de pozos, entre otros.

En conclusión, la utilización de esta tecnología no solo trajo como beneficio la reducción del aporte de agua en los pozos productores con alto RAP sino también nos aportó información muy valiosa para optimizar los proyectos de Recuperación Secundaria en el yacimiento Cerro Dragón.

Introducción

Debido a la problemática en los últimos años en el manejo del agua en Cerro Dragón, y ante la decisión estratégica de cerrar capas de alto RAP para mejorar el Balance de Agua, surgió la necesidad de implementar / desarrollar nuevas tecnologías para optimizar los trabajos de WSO (Water Shut Off). Luego de analizar diferentes alternativas, en el año 2010 se decidió evaluar la tecnología PLT con BES. Para ello se definió realizar inicialmente una experiencia piloto (primera en la Argentina y en el mundo en Casing de 5 ½”) y luego de ello se decidió la utilización de la tecnología en distintos yacimientos del área Cerro Dragón.

Como se mencionó, inicialmente se definió utilizar esta tecnología para mejorar la eficiencia de los WSO tanto en tiempo como en resultado debido a la limitación de los ensayos con herramientas convencionales para reducir el agua en las capas de alto RAP (teniendo en cuenta la incertidumbre debido a la heterogeneidad de la Cuenca del Golfo San Jorge). A su vez lo interesante era medir las capas de alto WOR en condiciones dinámicas. El objetivo de la tecnología es evaluar el perfil de producción con diferentes condiciones dinámicas en pozos que no surgen naturalmente, y que producen con un corte de agua mayor al 97%.

Esto representa un desafío desde varios puntos de vista, principalmente porque los pozos son completados con casing de 5.5” en los cuales no se puede acceder con una herramienta convencional tipo Y-tool, a su vez debe contar con sensores muy precisos para identificar las pequeñas contribuciones de hidrocarburo (petróleo y gas) en pozos con múltiples punzados generalmente con mas de 20 capas abiertas por pozo.

La tecnología PLT con BES es un proceso integral, que incluye la participación de varios segmentos de la compañía operadora como de la compañía de servicios (**Figura 1**).



Figura 1

Selección del Pozo Candidato:

Los pozos candidatos en los que se aplica PLT con BES generalmente son aquellos en donde en general se identifica la siguiente problemática:

- Alta producción de fluido $>150 \text{ m}^3/\text{d}$ con un $\text{RAP} > 25$
- Pozos en mallas de Inyección desbalanceadas
- Pozos a parar su producción por excedente de agua
- Pozos con alta cantidad de capas sin ensayar por ser de baja presión
- Corroborar el modelo dinámico y estático del reservorio
- Comportamientos de niveles productivos a diferentes presiones dinámicas
- Tomar acciones de control de agua (water shut-off) en los pozos medidos y en un radio de influencia.

Secuencia Operativa de Perfilaje:

La secuencia operativa del PLT con BES puede resumirse en la **Figura 2**. Se baja la herramienta de perfil de producción en condiciones estáticas. Luego se baja la bomba electrosumergible guiando el cable de wireline utilizando unas guías llamadas G-Plates. Posteriormente se enciende la bomba electrosumergible hasta alcanzar las condiciones de estabilización del pozo en términos de presión y producción, una vez alcanzadas estas condiciones se realiza el 1er Perfil de producción en las condiciones dinámicas obtenidas con la BES posicionada en el tope de los punzados. Dependiendo del comportamiento del pozo se realiza otro perfil a una segunda condición dinámica con la BES en la misma posición o profundizada para poder producir el pozo a un máximo caudal. A continuación se detalla el objetivo de cada una de las secuencias de ensayo:

1) PLT con BES con Pozo Cerrado.

- Determinación de Niveles de Fluidos y Contactos
- Identificación de Cross-Flow en condiciones Estáticas
- Identificar movimientos de hidrocarburos a través de la columna de Fluido estable
- Obtener el perfil de temperatura en condiciones estáticas.
- Producción a Frecuencia Operativa Normal
- Identificación de cross-flow en condiciones dinámicas
- Medir la producción zonal de Agua, Petróleo y Gas de cada uno de los intervalos productivos

2) Con Frecuencia Operativa Opcional

- Obtener el perfil de producción y analizar el comportamiento del pozo a una condición dinámica diferente (mayor o menor contrapresión en las capas)
- Obtener un perfil de flujo adicional para análisis SIP (Producción zonal por influjo Selectivo) esto permitirá obtener el índice de producción por intervalo productivo el cual es utilizado para alimentar

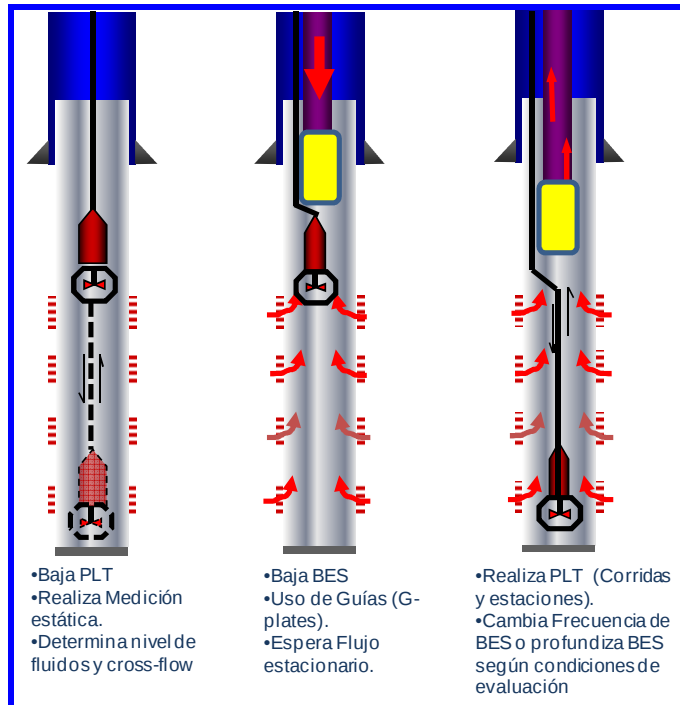


Figura 2

Sensores para medir Holdups

La medición y cuantificación de pequeños ingresos de hidrocarburos en pozos con múltiples perforaciones y con altos cortes de agua constituyen un gran desafío, ya que las fracciones y/o holdups de los mismos se mantienen en el orden de 97% y las variaciones zonales pueden ser menores al 1%. Esta situación se torna más compleja cuando se trabaja con una presión dinámica por debajo del punto de burbuja y se produce el gas que se encuentra en solución con el petróleo convirtiendo un flujo de dos fases en un flujo trifásico. Para ello se necesitan sensores que puedan medir directamente cada una de las fases presentes. La tecnología utilizada comprende la utilización de Sensores Eléctricos (Figura 3) que permiten medir el holdup de agua/hidrocarburo y sensores Ópticos (Figura 4) que permiten medir el holdup gas/liquido.

Modulo con Sensores Eléctricos

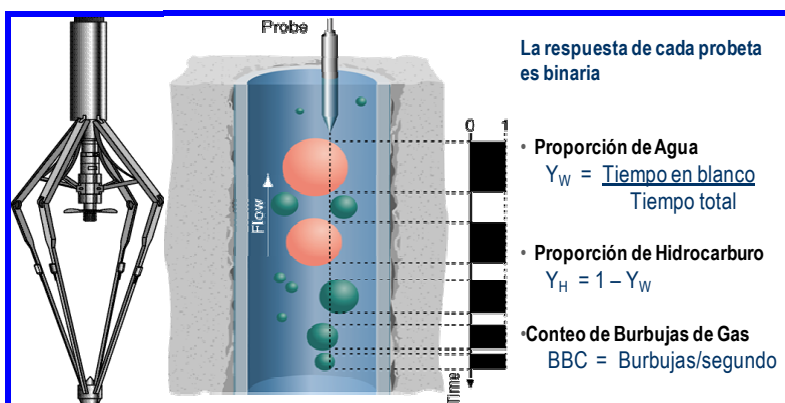


Figura 3

Modulo con Sensores Ópticos

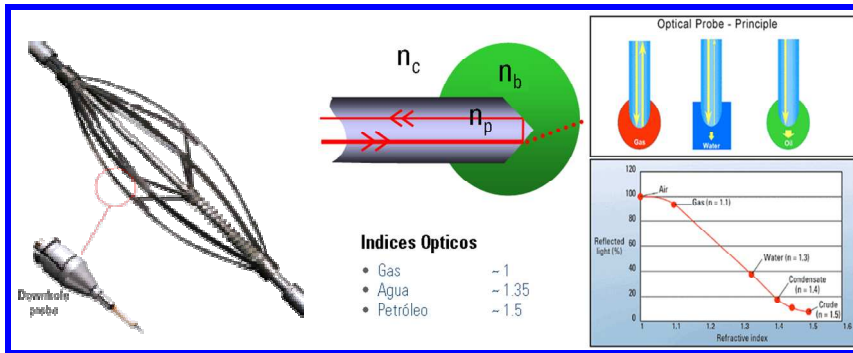


Figura 4

Las probetas eléctricas y ópticas, responden al cambio de la fase de fluido con un cambio de voltaje. Seleccionando el umbral adecuado entre diferentes niveles de señales se puede medir el porcentaje del tiempo en los cuales las probetas están expuestas a una fase, la cual representa el holdup o fracción de cada una de ellas. Las probetas eléctricas funcionan midiendo la conductividad del medio, mientras que las probetas ópticas funcionan utilizando el principio de refracción de líquidos y gases, de esta manera se puede medir independientemente las tres fases presentes durante el perfil de producción.

En la Figura 5 puede observarse un perfil de producción típico en un pozo con alto corte de agua. En el track 1 en rojo se encuentran detallados los punzados, en el track 2 y 3 se encuentra detallada la producción acumulada QZT y la producción zonal QZI de cada uno de los intervalos productivos, en el track 3 se encuentra la curva de variación de holdup de agua/hidrocarburo. En este caso cabe destacar que la escala que se utiliza está ampliada de 0.95 a 1 lo que implica 0.95% a 100% de Holdup de agua, para poder observar con mayor precisión las variaciones de Holdup.

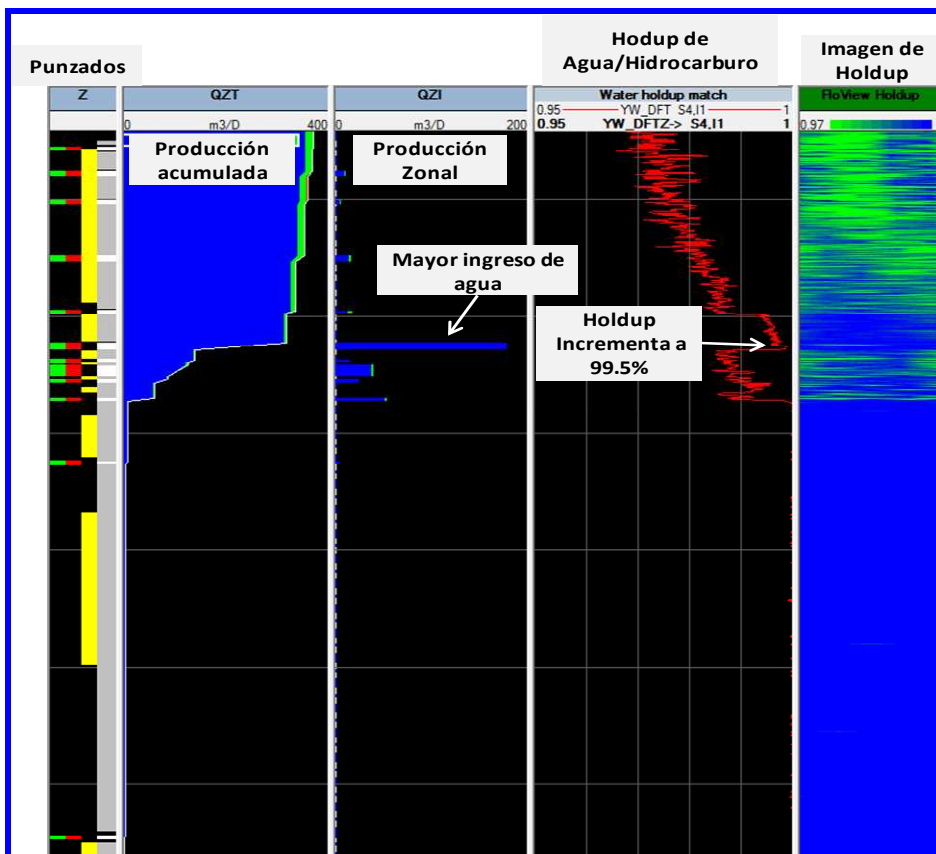


Figura 5

Se puede observar claramente que cuando se produce el mayor ingreso de agua el holdup de agua se incrementa zonalmente y tiende a valores de 99.5%, mientras que a medida que se produce el ingreso de hidrocarburos en los punzados superiores el holdup de agua comienza a disminuir. Esta información también se representa cualitativamente en una imagen generada con las lecturas promedio de las cuatro probetas eléctricas. Esta información no solo es cualitativa sino que es uno de los parámetros críticos en la cuantificación zonal de los aportes de agua/hidrocarburo.

Desarrollo

De las distintas intervenciones realizadas con esta tecnología en distintos pozos del yacimiento, se pudo obtener información muy útil con la cual se tomaron acciones que generaron diferentes beneficios, incluso algunos de ellos adicionales a los originalmente esperados.

Los beneficios que se identificaron son:

- a) Mejora en la eficiencia Areal
- b) Detección de capas con alto RAP, WSO
- c) Contribución al modelo Dinámico del Reservorio
- d) Detección de Crossflow
- e) Evaluación de la hermeticidad de capas cementadas
- f) Curvas de IPR / Alocación de producción
- g) Completación de pozos productores

a) Mejora en la eficiencia Areal

En algunos trabajos se detectaron capas en inyección con altos caudales de producción y alto RAP, donde se pudo determinar que dichos reservorios estaban canalizados entre el pozo inyector y el productor. En estos casos se decidió cementar dicha capa en el productor para favorecer al redistribución de la inyección hacia las zonas con mayores saturaciones de petróleo.

Veremos a continuación dos ejemplos que ilustran esta situación:

a.1) En el primer caso que analizaremos, se realizó la intervención con PLT CON BES en el Prod 1, según indica la [Figura 6](#). En la intervención se pudo determinar que la capa con mayor aporte de fluido era la capa H6, con 116.4 m³/d de agua y 1.93 m³/d de petróleo ([Tabla 1](#)) en las condiciones dinámicas de la medición.

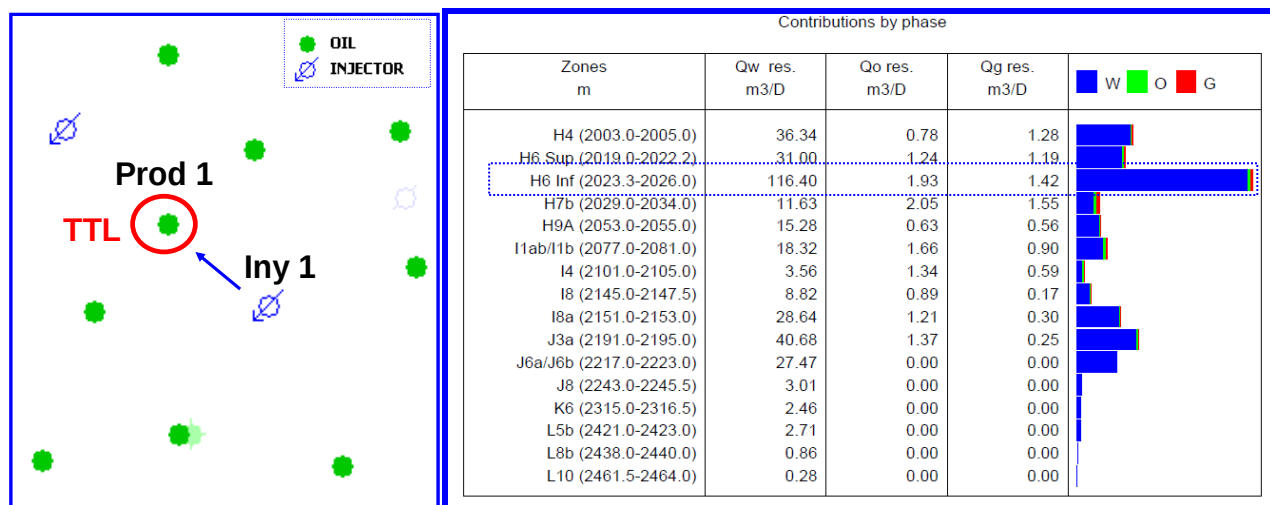


Figura 6

Tabla 1

A su vez, como vemos en el mapa isopáquico de la capa H6 (Figura 7), el centro del canal se encuentra en el área a barrer por el Prod 1 e Iny 1, lo cual está favorecido el flujo entre ambos pozos por condiciones de permeabilidad y porosidad. El Prod 1 se encuentra afectado en esta capa solo por el Iny 1 en primera línea. En este Inyector el caudal de esta capa era de 140 m³/d.

De esto se dedujo que prácticamente toda la inyección de esta capa en el Iny 1 estaba dirigida principalmente hacia el Prod 1, donde la presión dinámica sobre la capa durante la medición era levemente mayor a la presión dinámica en las condiciones de operación del pozo. Por otro lado, como también se ve en la Figura 3, esta capa tenía un buen desarrollo en otros productores de la malla y en los cuales se había comprobado petróleo mediante ensayos de pistoneo (Completación) lo que inducía a pensar que la saturación de petróleo (S_o) promedio en el área entre el Iny 1 y estos productores era mayor que la S_o promedio en la zona entre el Iny 1 y el Prod 1.

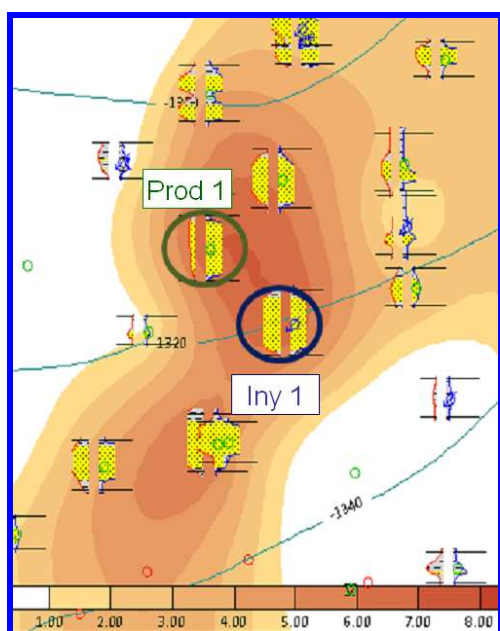


Figura 7

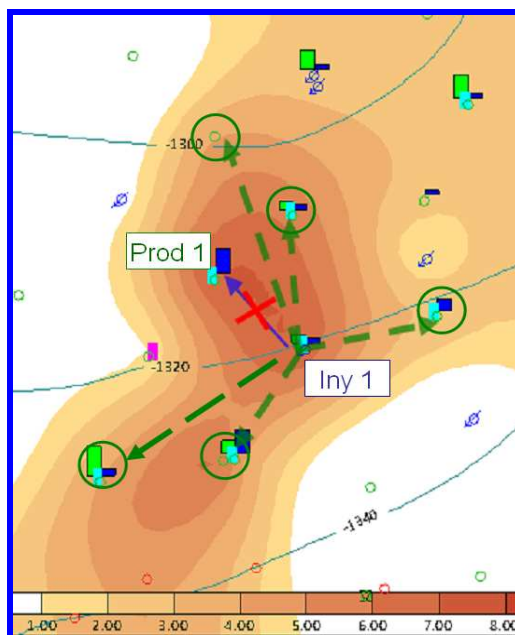


Figura 8

Se decidió cementar esta capa (a pesar que aportaba 1,93 m³/d de petróleo) con el objetivo de favorecer el redireccionamiento de fluido en la malla y alcanzar una mejor eficiencia areal de barrido (Figura 8). El resultado observado en los meses subsiguientes en el pattern se puede visualizar en la Figura 9, donde vemos que se logró detener la declinación de petróleo en los pozos vecinos (declinaba al 20% anual), logrando incluso un incremento en la producción de petróleo.

a.2) En el segundo ejemplo se puede observar una situación similar a la anterior en otra zona del yacimiento. Se realizó la intervención con PLT Ccon BES en el Prod 1, según indica la Figura 10. En la intervención se pudo determinar que la capa con mayor aporte de fluido era la capa N3 (Tabla 2).

Con esta información tomamos la decisión de realizar un squeeze en el reservorio N3. De esta forma buscábamos reducir el gran caudal de producción del pozo y al mismo tiempo mejorar la distribución de la inyección en este reservorio.

En la Figura 11 podemos ver el mapa de espesores permeables de la capa N3 con la redistribución de la inyección esperada luego de cementarla en el Prod TTL, siguiendo el criterio del ejemplo anterior (a.1).

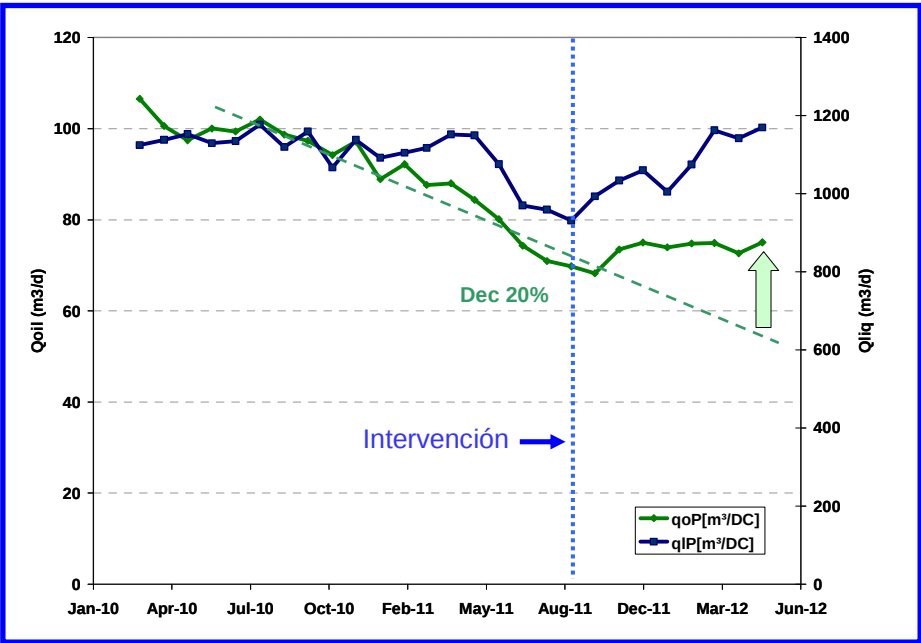


Figura 9

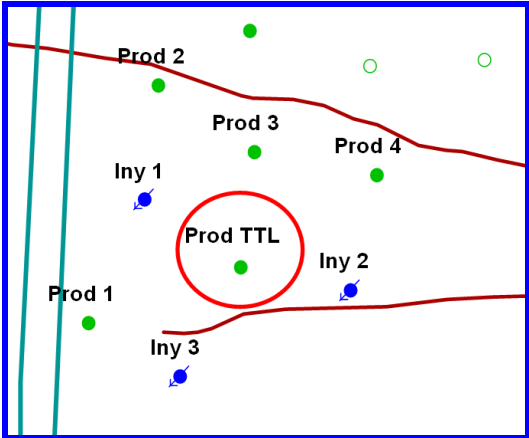


Figura 10

Contributions by phase

Zones m	Qw res. m3/D	Qo res. m3/D	Qg res. m3/D	W O G
K9a(1615.0-1617.5)	18.27	0.88	3.32	
L5a(1777.0-1779.5)	15.57	1.77	3.48	
M4(1871.0-1873.5)	4.08	0.20	0.53	
N3(1950.0-1956.5)	156.35	0.83	0.64	
O2ab(1987.0-1989.0)	16.92	0.66	0.50	
P6(2141.5-2147.5)	4.45	5.00E-3	0.21	
R1b(2220.0-2227.0)	77.01	0.21	0.13	
R6e(2269.0-2274.5)	76.13	1.86	0.37	
S6aa(2388.0-2392.0)	28.91	0.63	8.94E-2	
S7(2456.5-2458.0)	22.35	1.37E-2	1.20E-3	

Tabla 2

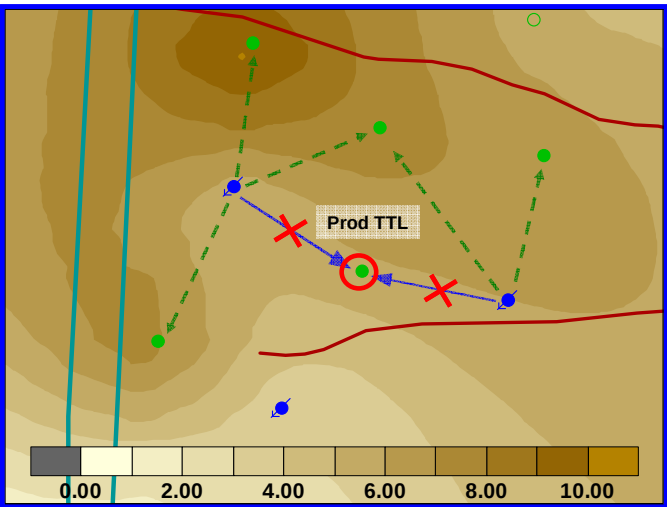


Figura 11

Posterior a la intervención observamos que la producción total de líquido del Prod 1 no disminuyó. El hecho de cegar un reservorio permitió que los demás pudieran aportar mayor caudal. Por otro lado disminuyó la producción de petróleo del pozo, mostrando que a pesar de su elevado aporte de líquido contribuía con buena parte de la producción de petróleo.

En un plazo de entre dos y tres meses la respuesta en los productores vecinos comenzó a ser observada. La redistribución de la inyección en el reservorio N3 aportó incrementos significativos de petróleo y líquido. Este incremento de petróleo supera de forma amplia la disminución observada en el Prod 1. Se trata de una fuerte evidencia de mejora en la eficiencia areal de la malla como producto del tratamiento. En la [Figura 12](#) se pueden observar los valores de producción de la zona involucrada.

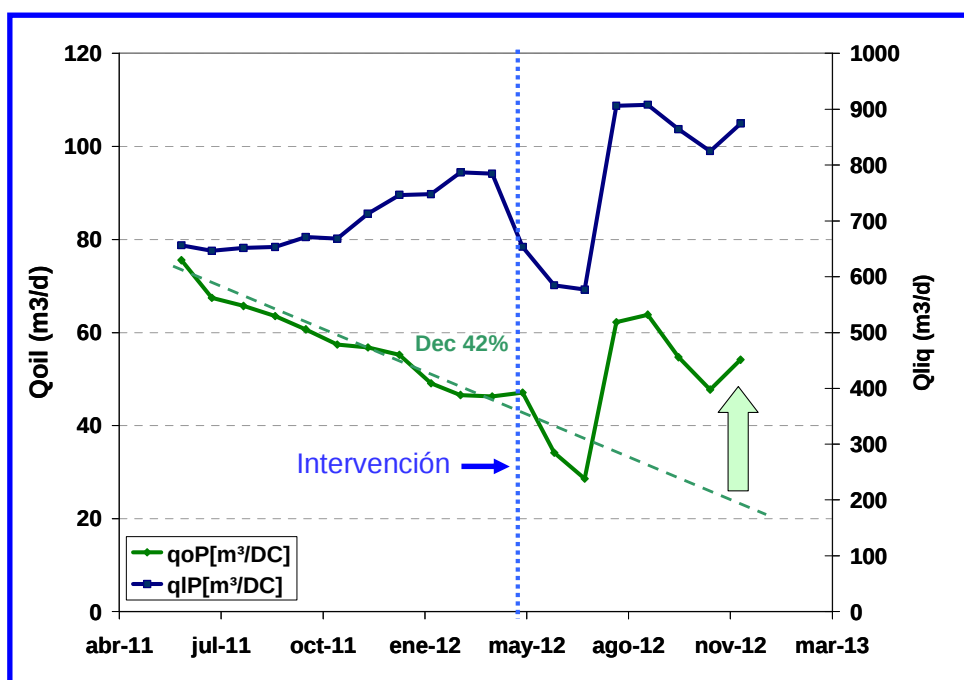


Figura 12

Del análisis de los resultados de los caudales de producción por capa obtenidos de la intervención surge la posibilidad de que se podrían haber cegado más reservorios. Sin embargo se decidió cegar solo la capa N3 ya que al realizar un único cambio es posible asignar una causa unívoca a los cambios observados a posteriori.

b) Detección de capas con alto RAP, WSO.

La detección de capas con alto RAP para luego cegarlas (WSO), era el objetivo principal que se buscaba al momento de decidir la implementación de esta tecnología. A continuación vamos a ver a modo de ejemplo uno de los pozos donde se logró este objetivo.

El pozo intervenido estaba afectado por recuperación secundaria. El objetivo de intervención era verificar el WOC de una capa en inyección y a su vez comprobar que no estábamos en Sor en capas que estaban en Inyección desde 1996.

Los datos que se obtuvieron se observan en la [Tabla 3](#):

Zones m	Q _w res. m ³ /D	Q _o res. m ³ /D	Q _g res. m ³ /D	W O G
E5(1674.0-1677.0)	27.54	0.47	2.21	
F6(1801.0-1805.0)	40.35	0.49	1.84	
H10a(1992.5-1996.0)	29.09	-0.66	0.41	
I2(2013.0-2014.5)	7.85	5.07E-2	9.14E-2	
I4b(2041.5-2044.5)	2.72	-0.22	-1.30E-2	
I8(2074.0-2077.0)	74.74	3.89	1.61	
M3a(2448.0-2455.0)	2.34	0.00	0.00	
M6b(2497.5-2499.5)	-1.74	0.00	0.00	

Tabla 3

En la Figura 13 se pueden visualizar a la derecha los track's de Spin y Temperatura obtenidos de dicha intervención. Se observa un fuerte enfriamiento a la altura de la capa I8, la cual se encuentra en inyección de agua en dicho reservorio.

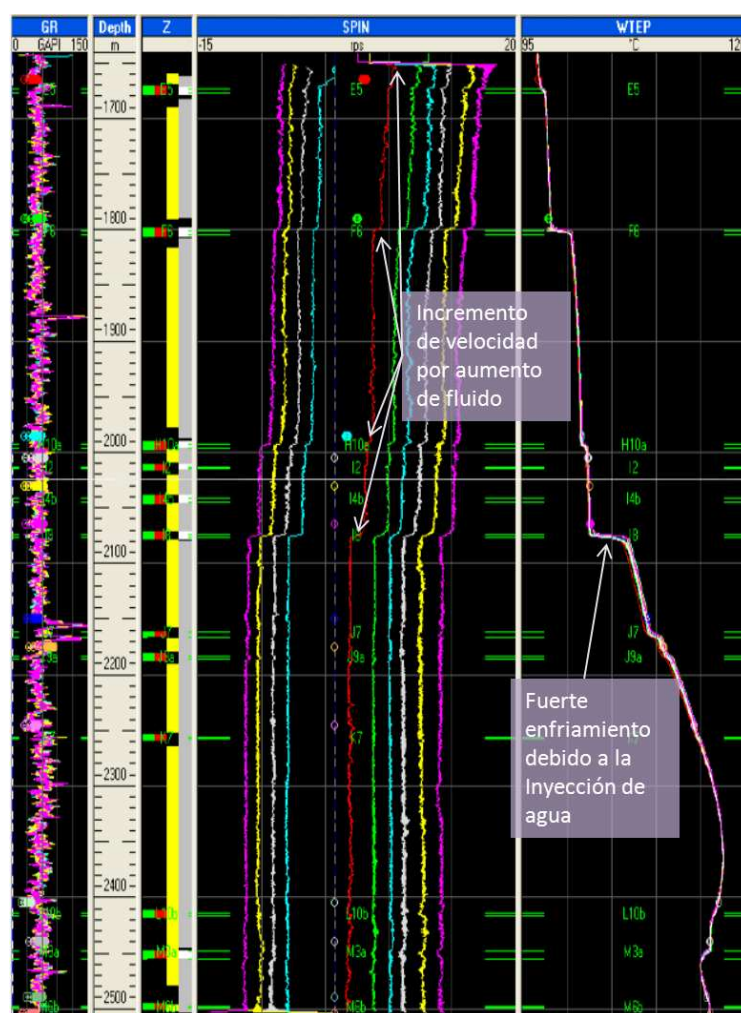


Figura 13

Uno de los datos de relevancia que se detectaron es la producción de petróleo en esta capa I8. Con esto pudimos comprobar que en este reservorio la $S_o > S_{or}$, a pesar de que está en Inyección desde 1996 y tiene una importante acumulada de inyección.

Analizando la información obtenida se decidió cementar las capas F6 y E5. La capa F6 a su vez se sacó de inyección por verificar estar debajo del WOC en el productor. Los datos medidos en la capa E5

contribuyeron no solo a decidir si la misma tenía que ser inyectada sino también para ajustar el modelo estático. Hay que tener en cuenta que el reservorio E5 se encuentra en la zona superior de la formación Comodoro Rivadavia, donde existe mayor incertidumbre en la correlación debido al amalgamiento de las capas. Finalmente otra de las acciones que nos trajo aparejada esta intervención fue la de rever los caudales de inyección de los pozos inyectoros de primera línea, tanto de las capas donde no teníamos buen aporte de producción aumentando su caudal como a su vez las capas con alto aporte de fluido reduciendo su inyección.

Los resultados obtenidos se pueden ver en la [Figura 14](#) (baja en el fluido producido y freno en la declinación de petróleo) y [Figura 15](#) (quiebre en la tendencia al crecimiento del RAP).

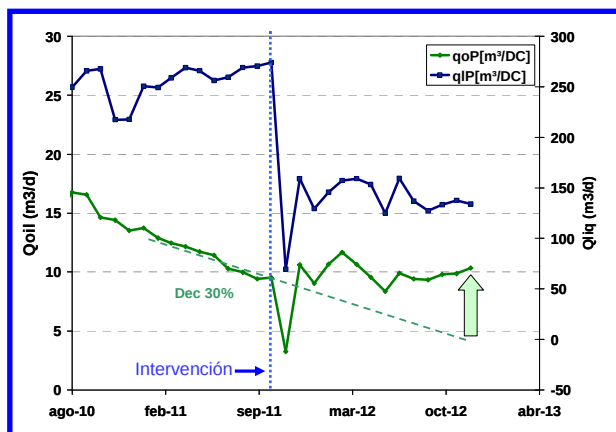


Figura 14

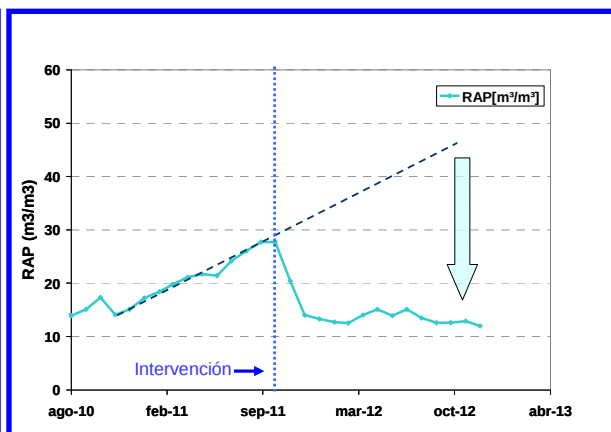


Figura 15

c) Contribución al modelo Estático / Dinámico del Reservorio

Otro de los beneficios que observamos con esta tecnología a partir de la alocaión de producción, es la posibilidad retroalimentar nuestro modelo dinámico. Para el modelo dinámico hoy utilizamos herramientas de simulación probabilística donde intentamos reducir la alta incertidumbre que tenemos en la cuenca.

Veremos dos ejemplos donde se visualizan estos aspectos.

c.1) Para el primer ejemplo, podemos ver en la [Tabla 4](#) la comparación entre los caudales predichos por el modelo dinámico y los resultados del PLT CON BES para cada reservorio en uno de los pozos intervenidos.

En la última columna (Inyección) se encuentra la suma de las inyecciones de los 3 inyectoros asociados al productor para cada capa. En la [Tabla 5](#) se resumen los reservorios de aporte significativo y se distinguen con colores las diferencias de caudal entre el modelo y los resultados de PLT CON BES. En celeste se resaltan aquellos reservorios cuya producción real era menor a la predicha por el modelo y en color naranja se observan las capas cuya medición fue superior a los valores que arrojaba el modelo previamente. En particular el reservorio N3 fue el que tenía mayor aporte de todos los reservorios y la mayor diferencia respecto a lo predicho con el modelo en caudal de líquido.

Esta información nos permite rever las eficiencias areales de los distintos reservorios, buscando nuevamente un history matching y evaluar que acciones deberíamos tomar para mejorar la distribución de la inyección tanto areal como vertical. Estas acciones podrían ser incrementos o disminuciones de Inyección en primera instancia como también la evaluación de fall-off para ver continuidades de reservorio, entre otras acciones.

CAPA	Líquido (m ³ /d) Modelo	Líquido (m ³ /d) TTL	Petróleo (m ³ /d) Modelo	Petróleo (m ³ /d) TTL	Inyección
K9A	0	18	0,0	0,9	0
L5A	31	16	1,0	1,8	77
M3A	13	0	0,0	0,0	27
M3B	28	0	1,1	0,0	18
M4	0	-4	0,0	0,2	0
M7	35	0	0,0	0,0	55
N3	68	156	0,6	0,8	111
O2AB	9	17	0,0	0,7	88
O5	15	0	0,1	0,0	25
O6A	5	0	0,0	0,0	0
P6	47	5	0,0	0,0	47
P6E	4	77	0,6	0,2	126
R1B	23		0,4		128
R6E	1	76	0,0	1,9	34
S6AA	0	29	0,1	0,6	29
S7	0	22	0,0	0,0	0
SC	1	0	0,0	0,0	0
TOTAL	282	412	4,0	7,1	765

Tabla 4

CAPA	Líquido (m ³ /d) Modelo	Líquido (m ³ /d) TTL	Petróleo (m ³ /d) Modelo	Petróleo (m ³ /d) TTL	Inyección
L5A	31	16	1,0	1,8	77
M3A	13	0	0,0	0,0	27
M3B	28	0	1,1	0,0	18
M7	35	0	0,0	0,0	55
N3	68	156	0,6	0,8	111
P6	47	5	0,0	0,0	47
P6E	4	77	0,6	0,2	126
R1B	23		0,4		128
R6E	1	76	0,0	1,9	34
S6AA	0	29	0,1	0,6	29
S7	0	22	0,0	0,0	0
TOTAL	251	381	3,8	5,3	652

Tabla 5

c.2) Para ilustrar otro ejemplo utilizaremos la información obtenida en otra intervención, la cual se aprecia en la [Figura 16](#). En la misma se puede observar una comparación entre los caudales que se suponían aportaban cada capa según el modelo dinámico actual y los caudales reales en las condiciones de extracción existente durante la medición con PLT con BES.

Esta información no solo demuestra la heterogeneidad de los reservorios sino lo difícil que es poder alocar la producción en los mismos. Como ya mencionamos, esto nos ayuda para la retroalimentación y los re-estudios de los proyectos que estamos realizando en forma continua.

d) Detección de Crossflow en condiciones estáticas

En las distintas intervenciones realizadas se pudieron comprobar varios casos de crossflow principalmente en condiciones estáticas. La forma en que se visualizan estas situaciones la ilustraremos a continuación con algunos ejemplos.

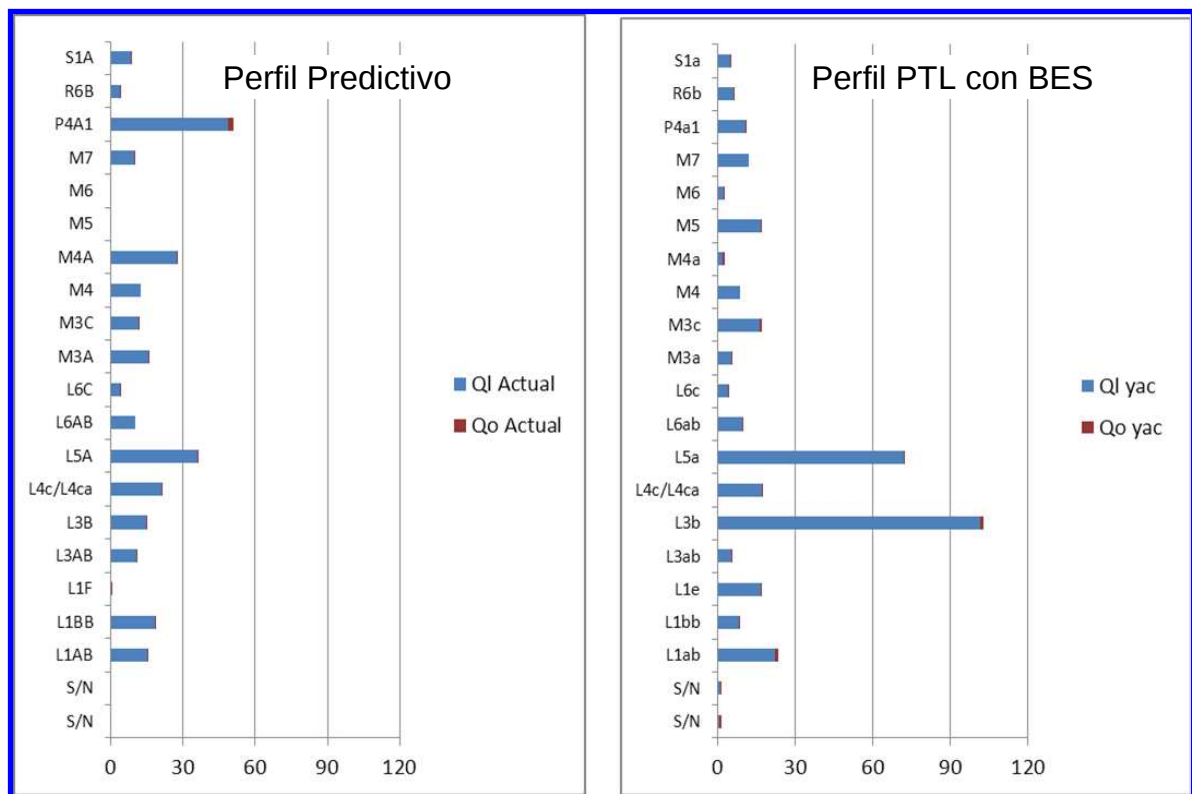


Figura 16

d.1) En el análisis del PLT se realizan todas las estimaciones de producción a condiciones de fondo. Tomando en cuenta las pequeñas variaciones de velocidad del spinner, temperatura y Holdup, se calcula los caudales estimados aportados y en cross-flow por cada intervalo. A medida que la variación de velocidad es más pequeña el rango de incertidumbre sobre los caudales calculados es mayor.

En la [Tabla 6](#) tenemos la información correspondiente a uno de los casos de Crossflow. En la misma se presenta la producción en condiciones de fondo y por intervalo punzado productivo y admitiendo (cross-flow valores negativos). En este caso se detectó crossflow principalmente entre la capa M-4 (aportando) y la capa M6 (admitiendo).

Contributions by phase				
Zones m	Qw res. m3/D	Qo res. m3/D	Qg res. m3/D	W O G
C-8(1590.5-1598.5)	-0.40	0.00	0.00	
D-7(1680.0-1686.5)	-3.95	0.00	0.00	
E-2/s/n(1730.0-1749.4)	5.16	0.00	0.00	
E-5/s/n(1775.5-1786.0)	-2.62	0.00	0.00	
s/n(1863.5-1867.5)	0.68	0.00	0.00	
G-3(1924.0-1926.5)	3.39	0.00	0.00	
I-4(2092.0-2094.0)	0.69	0.00	0.00	
J-1b(2143.5-2151.0)	10.21	0.00	0.00	
K-2(2257.0-2261.0)	12.15	0.00	0.00	
M-4(2507.5-2516.5)	38.97	5.39E-2	7.20E-3	
M-6(2541.5-2549.5)	-60.22	-5.50E-2	-6.70E-3	
M-9(2601.0-2614.0)	-4.05	0.00	0.00	

Tabla 6

La [Figura 17](#) es uno de los reportes donde se puede analizar entre otras cosas el crossflow para la condición. En el carril **QZI** está la producción de agua discreta por cada intervalo punzado, las capas que presentan caudal positivo son las que están en aporte y las que presentan caudal negativo son las que se encuentran admitiendo. La imagen de **Holdup** está indicando una columna de agua estable a lo largo del intervalo perfilado. Una muy pequeña cantidad de gotas y/o burbujas de hidrocarburo desplazándose a través de la columna estática, son detectadas por el sensor de Contador de Burbujas (**Bubbles**). En la imagen se observa claramente el efecto de cross-flow entre la capa M4 y M6, la capa M4 aportando y la capa M6 admitiendo fluido

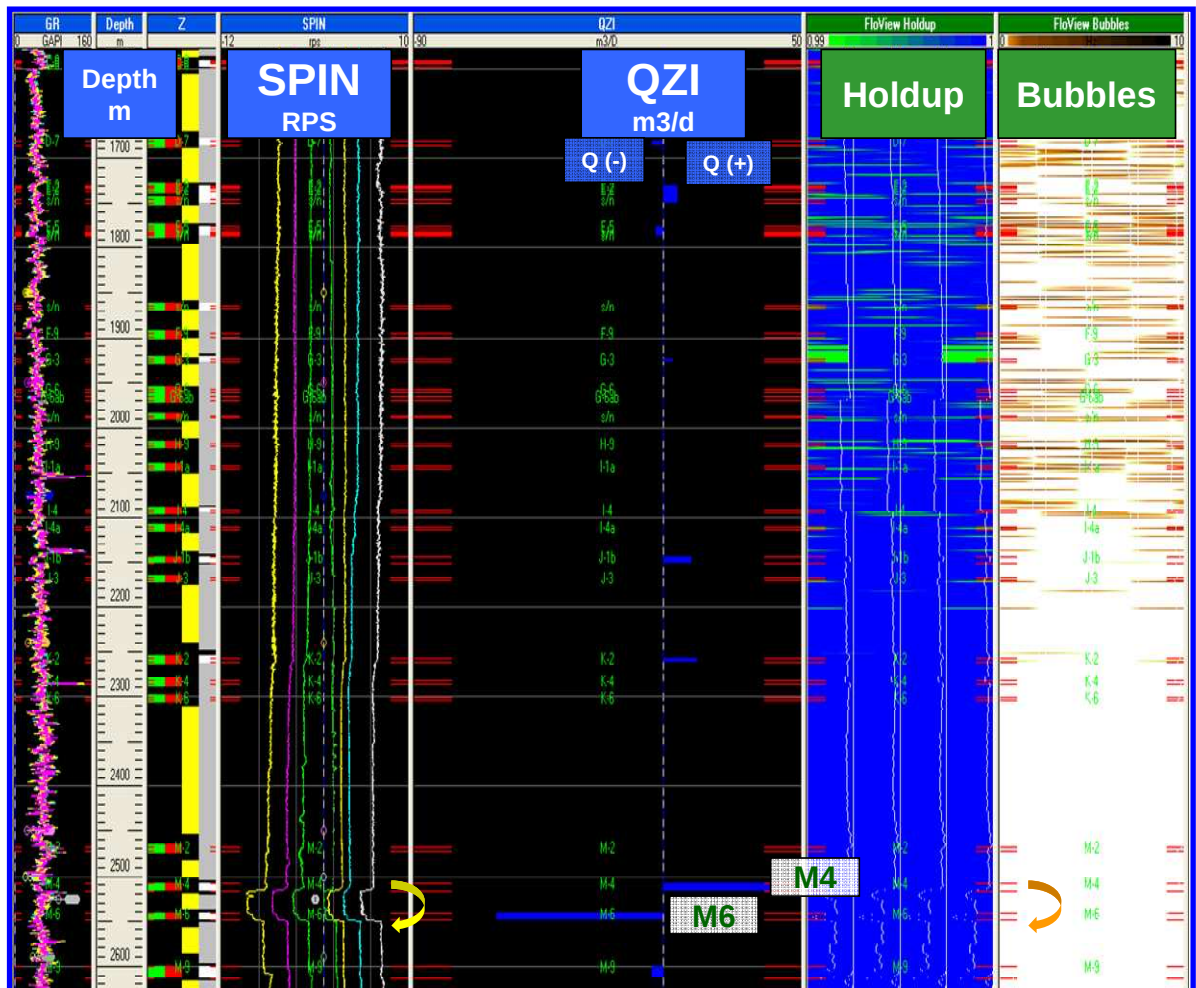


Figura 17

d.2) En otro ejemplo podemos visualizar crossflow también en condiciones estáticas. Luego de la corrida del PLT con el pozo cerrado, se observa como varia la velocidad del SPIN, marcando un crossflow entre capas H3 y H4. En este caso la capa que aporta el fluido es la H3, que es una capa cementada y de primaria, y la que admite es la H4, que es una capa en recuperación secundaria. Esto lo podemos observar en la [Figura 18](#).

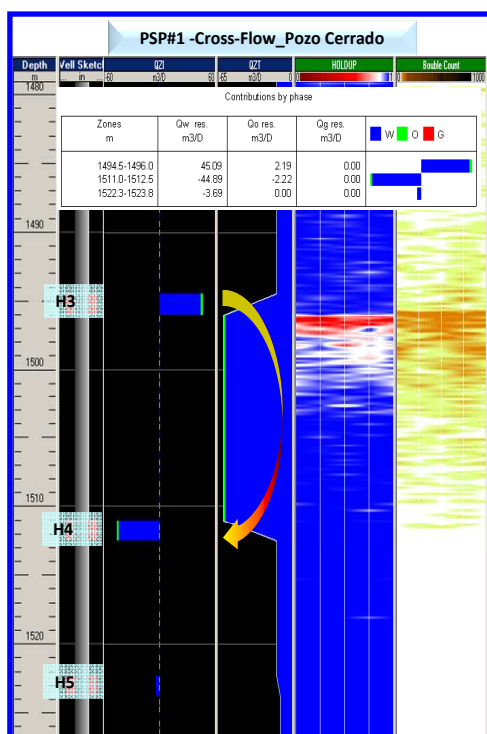


Figura 18

e) Evaluación de la hermeticidad de capas cementadas

Otra de las aplicaciones de esta tecnología es la evaluación de las condiciones de hermeticidad en capas cementadas. En la Figura 19 se puede observar un caso donde la Capa 1 estaba cementada y se pudo comprobar mediante mediciones con PLT con BES que esta capa era la principal responsable del fluido producido por el pozo, ya que aportaba 197 m3/d de los 292 m3/d totales.

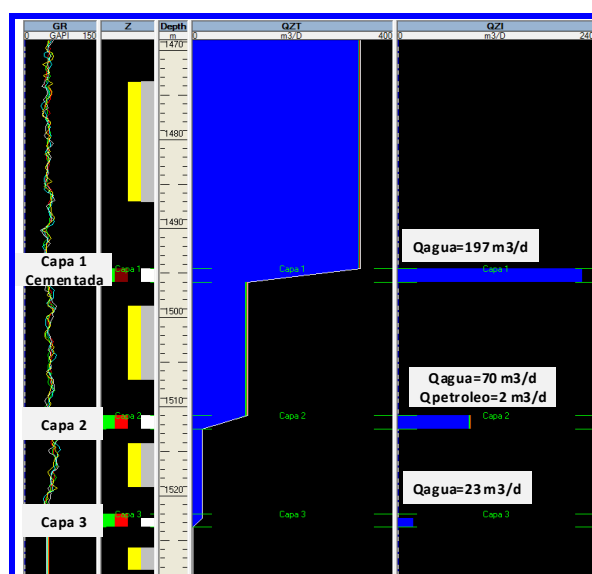


Figura 19

En este caso se definió re-cementar dicha capa.

f) Curvas de IPR / Alocación de producción

Otro aspecto a destacar de la información que se puede obtener mediante esta tecnología es la evaluación, para distintas condiciones de producción, del caudal aportado por cada capa y determinar de esta manera el potencial de producción por capa (Curva IPR). En el ejemplo de la [Figura 20](#) podemos ver el caudal de producción para la condición estática y otros 2 valores para condiciones dinámicas diferentes.

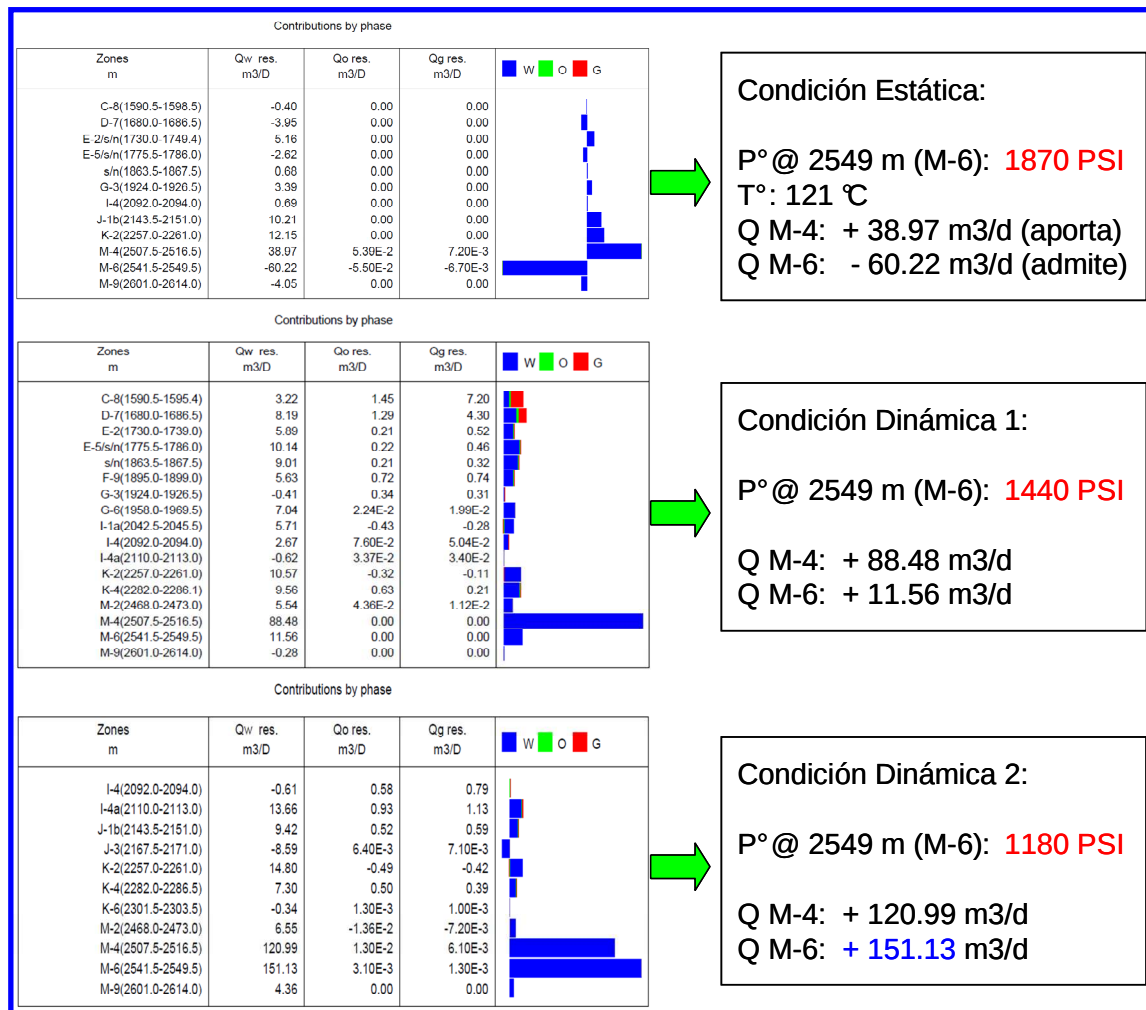


Figura 20

En la [Figura 21](#) puede observarse el aporte de producción de las capas de mayor aporte en el pozo: Capa M4 y Capa M6. Estos son los caudales en la condición estática y en dos condiciones dinámicas con la BES produciendo a diferentes frecuencias. En el último track se comparan las presiones estáticas y dinámicas.

La M6 durante el perfil estático con una presión promedio frente de los punzados de 1870 psi se encontraba admitiendo el fluido producido por la capa M4 indicando un fuerte efecto de flujo cruzado entre estos dos intervalos. Posteriormente cuando la presión dinámica cae a 1440 psi como consecuencia de la producción del pozo a la 1ra frecuencia de perfilaje (<Hz), la capa M6 deja su estado de capa ladrona y comienza a aportar. Finalmente cuando se baja la contrapresión sobre la capa M6 durante la última frecuencia de perfilaje (>Hz) a 1180 psi, esta se convierte en la más productiva del pozo incluso más que la capa M4, indicando un índice de productividad mucho mayor que el resto de los intervalos productivos.

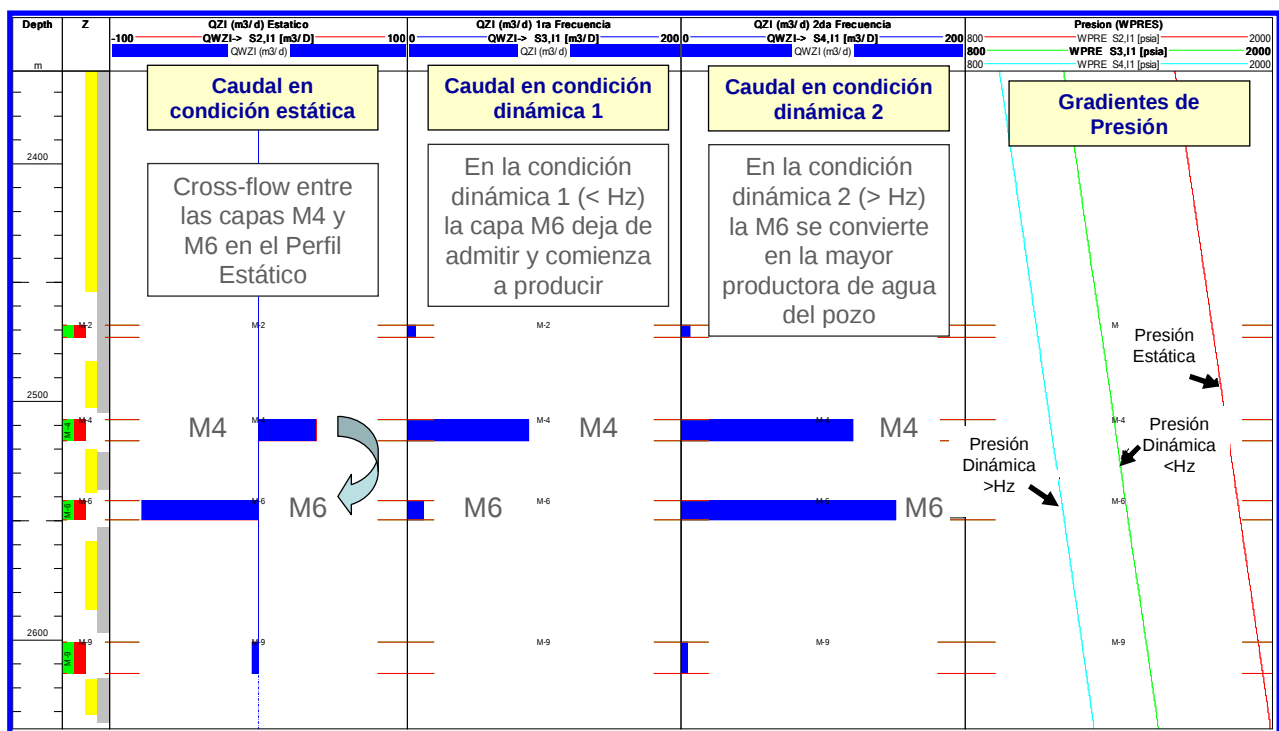


Figura 21

Del procesamiento de esta información se obtienen las diferentes curvas IPR por capa. En la [Figura 22](#), se muestra el reporte de Análisis de Afluencia Selectiva (SIP). Esta información sirve para entender el comportamiento de los diferentes caudales de producción de fluido y oil en superficie para las diferentes condiciones de extracción de los pozos (diferentes presión dinámica de fondo).

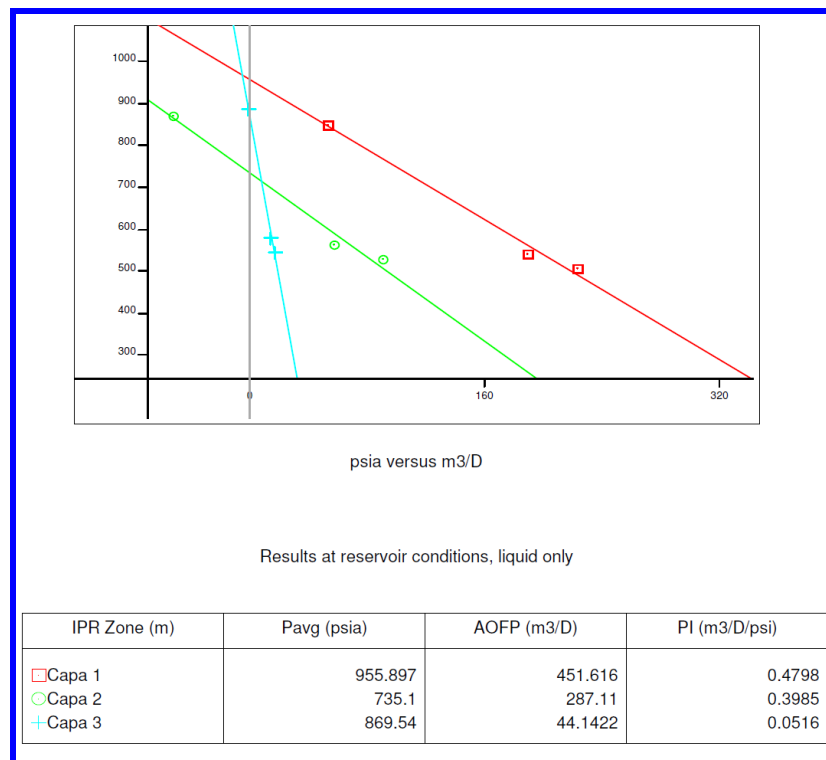


Figura 22

g) Completación de pozos productores

Adicionalmente a las experiencias ya mostradas que se han desarrollado con la herramienta PLT con BES, se están evaluando otras aplicaciones con el objetivo de alcanzar el aprovechamiento máximo del potencial de esta tecnología.

En línea con esto, otra aplicación que se comenzó a evaluar es la completación de pozos con PLT con BES. Se eligió el pozo del ejemplo para realizar la primer experiencia de completación con esta tecnología y como segundo objetivo aportar datos de reservorio, producción de capas, entre otros, para validar y ajustar el modelo estático y dinámico en el desarrollo de la zona sur de un proyecto de recuperación secundaria en implementación.

En el pozo se punzaron 21 capas entre primaria y secundaria ya que el pozo se encontraba en una zona bajo la influencia de inyección. En la [Tabla 7](#) se muestra el esquema de capas del pozo.

Nro	CAPA	Prof Tope	Prof Base	M Punz.
1	B13b	1535,0	1539,5	4,5
2	C2	1613,5	1616,0	2,5
3	C6	1661,0	1664,0	3
4	C7	1670,0	1672,5	1,5
5	K1c	1745,0	1748,0	3
6	K2a	1762,0	1764,0	2
7	K7	1829,5	1831,5	2
8	L5	1930,0	1934,0	4
9	L6	1973,0	1977,0	4
10	M3	2039,5	2041,5	2
11	M3	2042,5	2044,5	2
12	M4a	2062,0	2065,0	3
13	M4a	2066,5	2069,5	3
14	M6a	2103,0	2106,0	3
15	O2	2152,5	2155,0	2,5
16	O2a	2162,5	2164,5	2
17	O2c	2180,0	2183,0	3
18	O3	2208,5	2212,0	3,5
19	O5a	2253,5	2261,0	7,5
20	O6	2293,5	2296,5	3
21	O7a	2332,0	2337,0	5

[Tabla 7](#)

Se procedió a realizar las mediciones de caudal por capa con PLT con BES. El pozo mostró un potencial productivo aproximadamente un 50% mayor al que se esperaba inicialmente basado en los modelos predictivos. Con la pasada realizada a pozo cerrado, y el contador de burbujas de hidrocarburo, pudo identificarse movimientos de hidrocarburos a través de la columna estática, esto permitió obtener una primera visión de la condición de aporte de las capas. Luego, se determinó la existencia de un pequeño cambio de velocidad y temperatura en algunas capas, indicando la presencia de cross-flow en condiciones estáticas.

El registro se realizó con la BES seteada en el tope de los punzados y con una presión dinámica de intake de 180 psi. La presión al momento del perfilaje se encontraba completamente estable. Se pudieron determinar con gran precisión los ingresos zonales de agua, petróleo y gas de cada uno de los intervalos productivos.

En la [Figura 23](#) se puede observar una imagen con información obtenida del perfil de producción. Se identificaron capas con alto aporte de fluido (candidatas a cementar O-2c/ O-2a) y capas con baja permeabilidad y % de oil (candidatas a fracturar O-5a/ K-1c). También ayudó a determinar si el frente de fluido aportado por un inyector en primera línea perforado 1 año antes había llegado al pozo y ajustar caudales de secundaria.

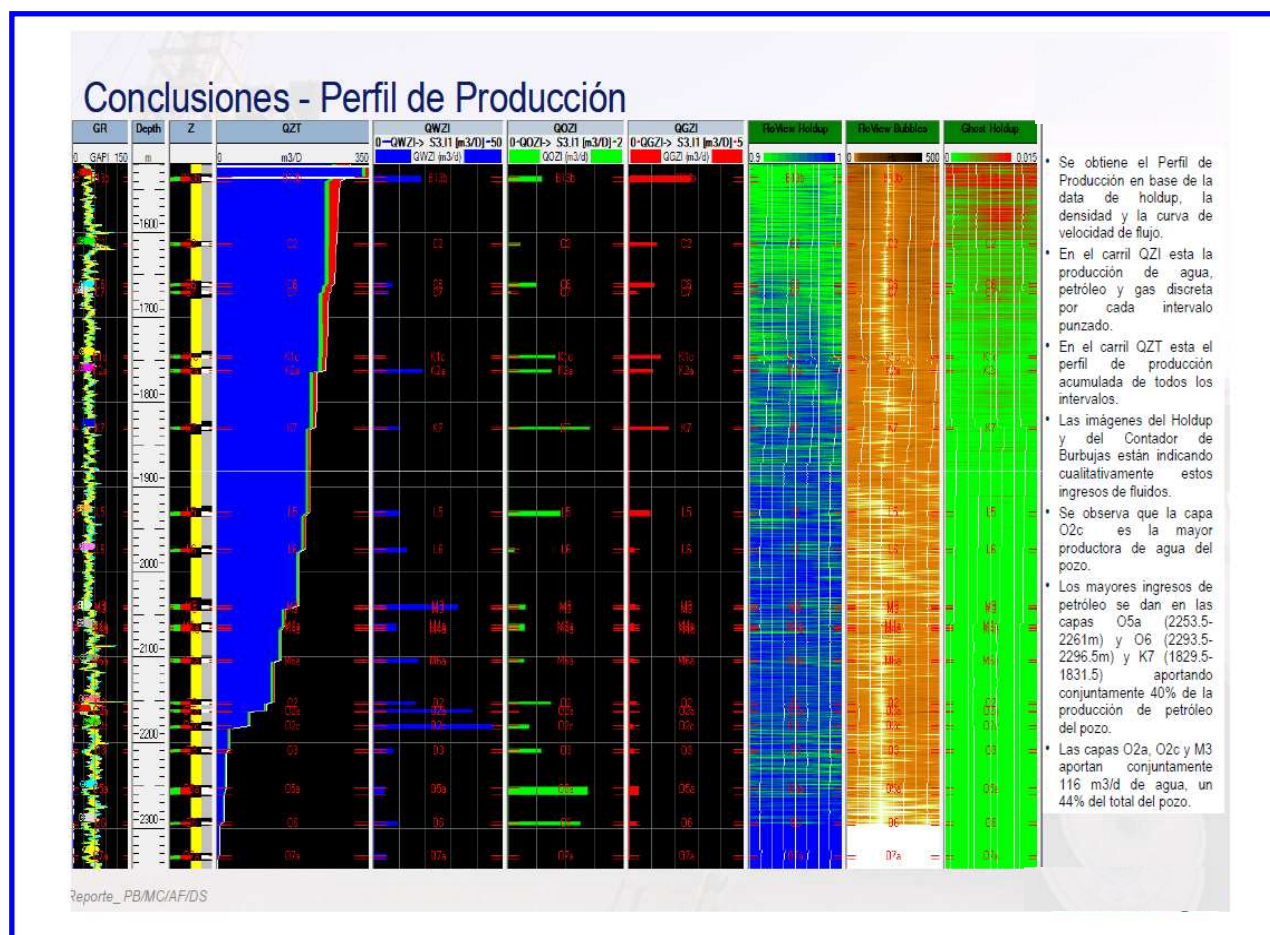


Figura 23

Finalmente el pozo se dejó en producción sin realizar trabajos de fracturas, cementaciones, estimulaciones; para corroborar los datos de producción sacados con la IPR calculada por el software de la herramienta.

Actualmente se encuentra pendiente una re-completación del pozo, en donde se realizarán los trabajos definidos originalmente 2 fracturas y 2 cementaciones de capas realizando previamente ensayos de pistoneo para comparar las producciones de capas dadas por los diferentes métodos.

Conclusiones

En un primer momento se definió utilizar esta tecnología para mejorar la eficiencia de los WSO debido a la limitación de los ensayos con herramientas convencionales para reducir el agua en las capas de alto RAP (teniendo en cuenta la incertidumbre debido a la heterogeneidad de la Cuenca del Golfo San Jorge). El objetivo de la tecnología es evaluar el perfil de producción por capas con diferentes condiciones dinámicas en pozos que no surgen naturalmente, y que producen con un corte de agua mayor al 97%.

Luego de 3 años utilización del PLT con BES, podemos afirmar que no solo se logró reducir la producción de agua en pozos del yacimiento sino que también se obtienen otros beneficios importantes,

como por ejemplo:

- a) Mejora en la eficiencia Areal
- b) Detección de capas con alto RAP, WSO
- c) Contribución al modelo Dinámico del Reservorio
- d) Detección de Crossflow
- e) Evaluación de la hermeticidad de capas cementadas
- f) Curvas de IPR / Alocación de producción
- g) Completación de pozos productores

En conclusión, la utilización de esta tecnología no solo trae como beneficio la reducción del aporte de agua en los pozos productores con alto RAP sino también nos aporta información muy valiosa para continuar optimizando los proyectos de Recuperación Secundaria en el yacimiento Cerro Dragón.