

**PERFILES DE PRODUCCIÓN TRIFÁSICOS EN POZOS CON BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES.
RESUMEN DE APLICACIÓN Y RESULTADOS
DE CAMPAÑA 2012-2014. VENEZUELA**

**Mariano Clerici¹, María Laura Lorca¹, Martha María Rivero¹,
María Cecilia Peirano², Celine Liron², Ezequiel Vitriu², Darío Solohaga²**

1: YPF S.A. mariano.clerici@ypf.com, maria.lorca@ypf.com, martha.riveromarquez@ypf.com

2: Schlumberger. mpeirano@slb.com, cliron@slb.com, evitriu@slb.com, dsolohaga@slb.com

Palabras clave: Campos Maduros, Manejo de Agua, Perfiles de Producción, Water Shut-off, Inyección Secundaria

ABSTRACT

Triphasic Production Log using PLT with Electrosumergible Pumps (ESP). Application and Results of Campaign in YPF 2012-2014

Mature fields have a great economical potential if his operation are optimized properly. In recent years the water balance and management to improve the Oil Recovery are worldwide growing concern in nowadays production strategies. In field maturation process, the growing production of water is a key element in term of management involving critical early upstream decision. The companies need to face the dilemma of justifying more drilling means more water to accommodate. Do not properly manage the water balance can turn an economic field in marginal. YPF is the biggest oil field company in Argentina and have to face this dilemma, since 2012 has been started to search a realistic solution for production optimization. The solution is technologies that allow obtain a detailed production logging on none naturally flowing wells with artificial lift systems where the access with Y-Tool was not possible. The collaborative effort gave birth of a solution technology, a multi disciplinary technique that allows for real time diagnosis of three phase production logging below electro Submersible Pump in no naturally flowing wells for insitu determination of water/oil and gas producing zones. YPF has been testing since 2012 this technology in different mature fields in Mendoza, Neuquén and Chubut. This paper describes the design-execution, evaluation and results of the application of this technology in YPF.

DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

La tecnología PLT con BES es una técnica multidisciplinaria, que incluye la participación de varios segmentos de la compañía operadora como de la compañía de servicios (Figura 1).

Para el uso de esta tecnología se debe utilizar un equipo de *Pulling* o *Workover*. El proceso integral comienza con la extracción de la instalación actual del pozo (BES, PCP), luego se realiza una

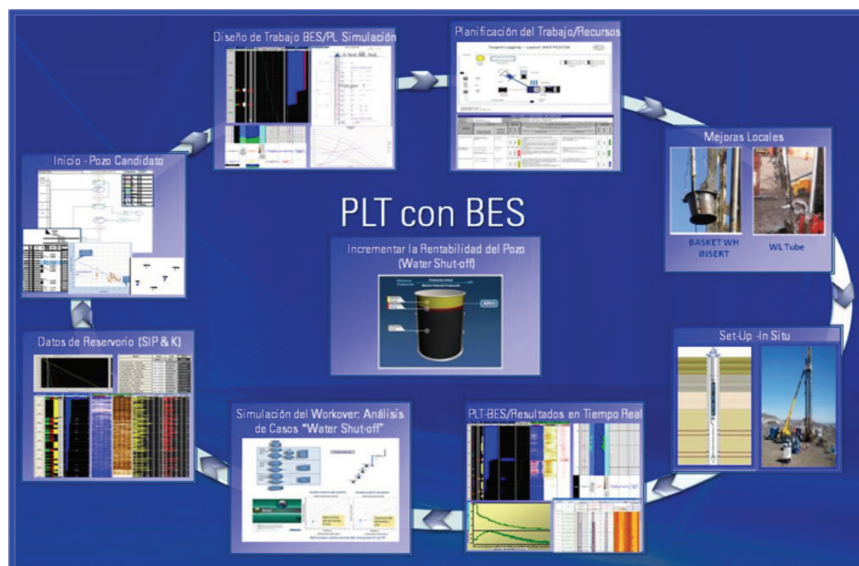


Figura 1. Secuencia Integral de Operación.

carrera de calibración. Se baja posteriormente la herramienta de perfil de producción en condiciones estáticas, y a continuación se baja la bomba electro sumergible guiando el cable de *wireline* utilizando unas guías llamadas G-Plates. Luego se enciende la bomba electro sumergible, hasta alcanzar las condiciones de estabilización del pozo en términos de presión y producción. Una vez alcanzadas estas condiciones se realiza el primer Perfil de Producción en las condiciones dinámicas obtenidas con la BES posicionada en el tope de los punzados. Dependiendo del comportamiento del pozo y los resultados obtenidos en los registros anteriores, se realiza otro perfil a una segunda condición

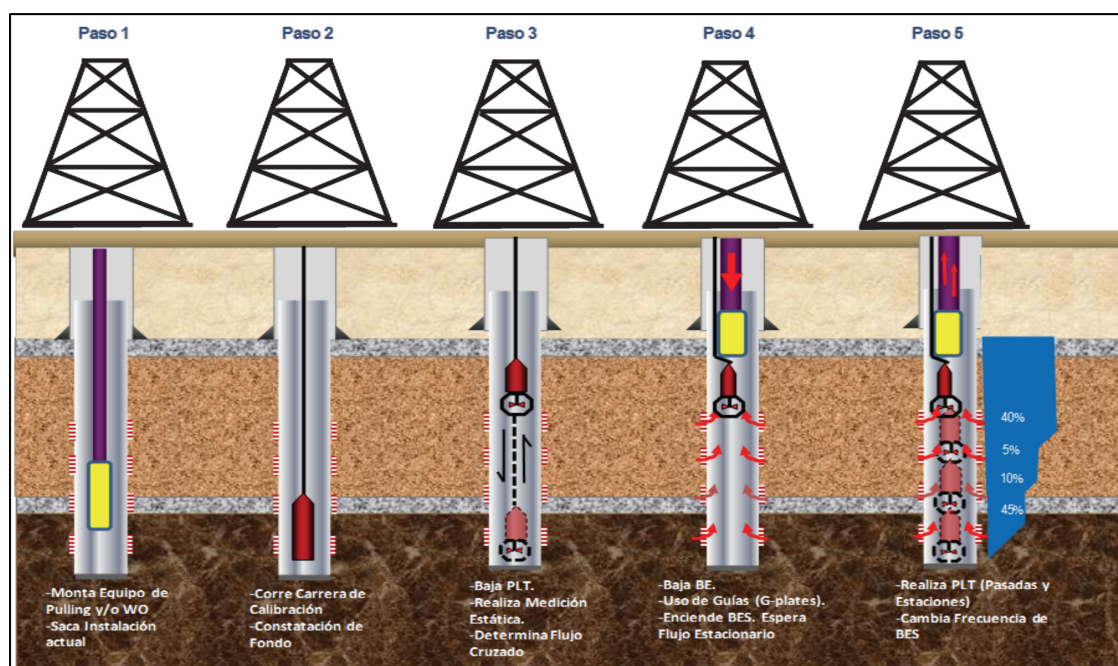


Figura 2. Pasos para Implementación de la Tecnología.

dinámica con la BES en la misma posición o profundizada para poder producir el pozo a un máximo caudal. La secuencia operativa del PLT con BES puede resumirse en la Figura 2.

A continuación se detalla el objetivo de cada una de las secuencias de ensayo:

PLT con BES con Pozo Estático:

- 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 punzado.

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 IPR (Producción zonal por influjo Selectivo) con el objetivo obtener la IPR por capa el cual es utilizado para alimentar el modelo estático del reservorio.

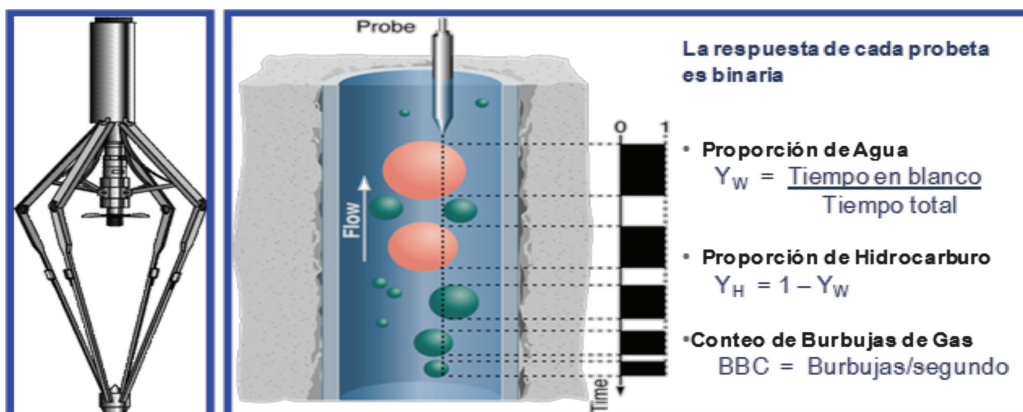
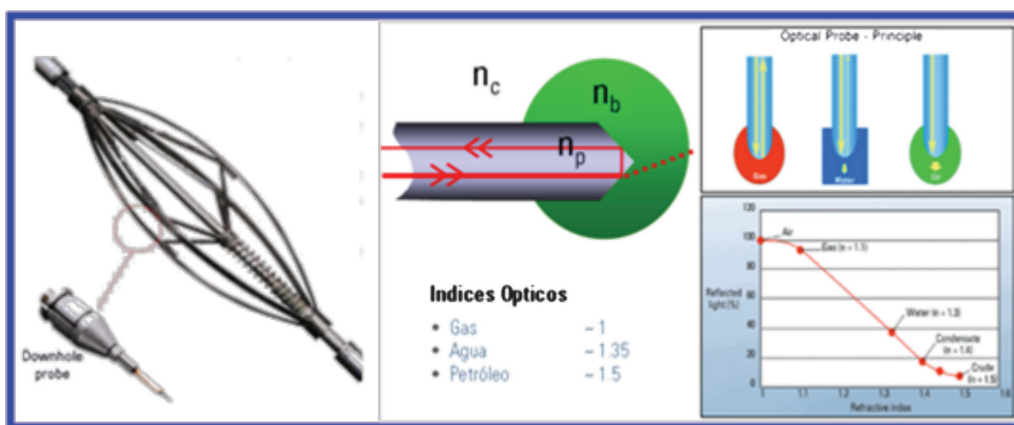
FUNCIONAMIENTO DE LOS SENSORES TRIFÁSICOS

La medición y cuantificación de pequeños ingresos de hidrocarburos en pozos con múltiples perforaciones y con altos cortes de agua constituyen un gran desafío. La fracción y/o *holdup* de agua se mantienen en el orden de 95% y las variaciones zonales pueden ser menores al 1%. Para poder determinar con exactitud la producción de las tres fases en condiciones de fondo, agua, petróleo y gas aportado por cada punzado es necesario contar, con al menos dos mediciones directas de *holdups*. Los sensores convencionales de PLT como la densidad o los sensores dieléctricos, no proveen la resolución suficiente para discriminar pequeñas fracciones de hidrocarburo en capas de alta relación agua/petróleo.

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 originalmente en solución con el petróleo convirtiendo un flujo de dos fases en un flujo trifásico.

El *Holdup* en un flujo bifásico se define como $Y_L + Y_H = 1$, pero en un flujo trifásico se define como $Y_w + Y_o + Y_g = 1$, donde el subíndice indica cada fase.

La complejidad del problema, muestra la necesidad de contar con sensores que puedan medir directamente cada una de las fases presentes. La tecnología utilizada con el PLT incluye Sensores Eléctricos (Figura 3) que permiten medir el *holdup* de agua/hidrocarburo y sensores Ópticos (Figura 4) que permiten medir el *holdup* gas/líquido.

Figura 3. DEFT Medición Directa del *Holdup* de Agua/Hidrocarburo.Figura 4. GHOST Medición Directa del *Holdup* Gas.

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.

El *holdup* de agua se obtiene directamente del DEFT, y con la introducción del GHOST se mide el *holdup* de gas directamente como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Representación Gráfica del Cálculo de *Holdup*.

El *Holdup* de Petróleo se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$Y_o = 1 - [Y_w (\text{DEFT}) + Y_g (\text{GHOST})].$$

APLICACIÓN Y OBJETIVOS EN LOS DIFERENTES YACIMIENTOS

- Barrancas (Mendoza): Evaluar cualitativamente el aporte a nivel de capa en pozos productores, con alto corte de agua y en proyectos de recuperación secundaria, con el fin de entender el comportamiento del reservorio y tomar acciones para revertir la problemática de manejo de agua en la zona.
- Señal Picada (Neuquén): Chihuido y Señal Picada se utilizó la tecnología ante la decisión estratégica de cerrar capas de alto RAP para mejorar el Balance de Agua.
- El Trébol-Escalante (Chubut): se utilizó la tecnología con el objetivo de optimizar los trabajos de Completación de Pozos nuevos, buscando reemplazar la técnica convencional de pistoneo de capas.

IMPLEMENTACIÓN EN YACIMIENTO BARRANCAS (MENDOZA)

El reservorio Barrancas CRI, localizado en la Cuenca Cuyana (Figura 6), es un yacimiento con secundaria madura, la mayoría de los pozos cuentan con sistema de levantamiento artificial. El reservorio cuenta con cuatro niveles productivos, sin contar con una distribución de producción por nivel y opera con altos cortes de agua (93%).

Los bajos volúmenes porales contactados son producto de una pérdida paulatina de eficiencias de barrido. Como consecuencia de este diagnóstico, surgió la necesidad de realizar mediciones físicas que permitieran investigar el volumen poral contactado, canalizaciones y eficiencias de barrido areales y verticales.

Con el Perfil de Producción se pretende identificar zonas canalizadas producto de una baja eficiencia vertical, corroborar el modelo dinámico y estático del reservorio, evaluar flujo cruzado,

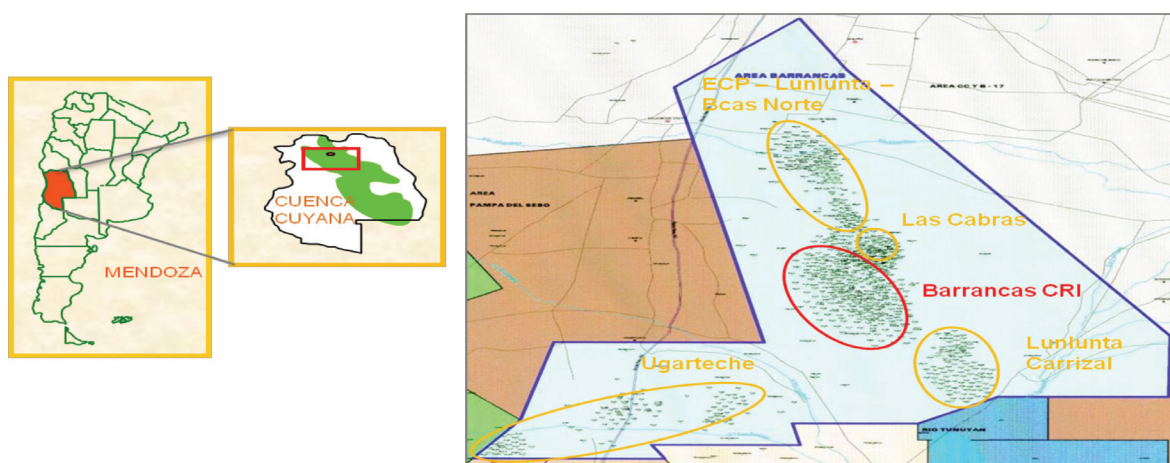


Figura 6. Locación Geográfica del Yacimiento Barrancas CRI.

y el comportamiento de niveles productivos a diferentes presiones dinámicas de fluencia. También, se buscaba como objetivo secundario tomar acciones de control de agua inmediata (*water shut off*) en los pozos medidos y en un radio de influencia.

Desde el punto de vista geológico/sedimentario, la formación Barrancas CRI “Conglomerado Rojo Inferior” está compuesta por conglomerados de areniscas, limolitas y arcillas rojizas, que se depositaron en un ambiente fluvial efímero y de abanicos aluviales. Adicionalmente desde el punto de vista estructural el entrapamiento de hidrocarburo se da por un anticlinal fallado con una geometría fuertemente vinculada a fallas inversas limítrofes, en consecuencia, se cuenta con una particular complejidad geológica (Figura 7).

El reservorio está compuesto por cuatro subniveles, Nivel A, Nivel B, Nivel C y Nivel D, con un espesor promedio total de 60 metros aproximadamente y con un espesor neto de 30 metros. Cada uno de los niveles tienen valores de permeabilidad variables, el Nivel A es el más permeable con 120 md, el Nivel (B) 8 md, el Nivel (C) 30 md y el Nivel (D) 60 md.

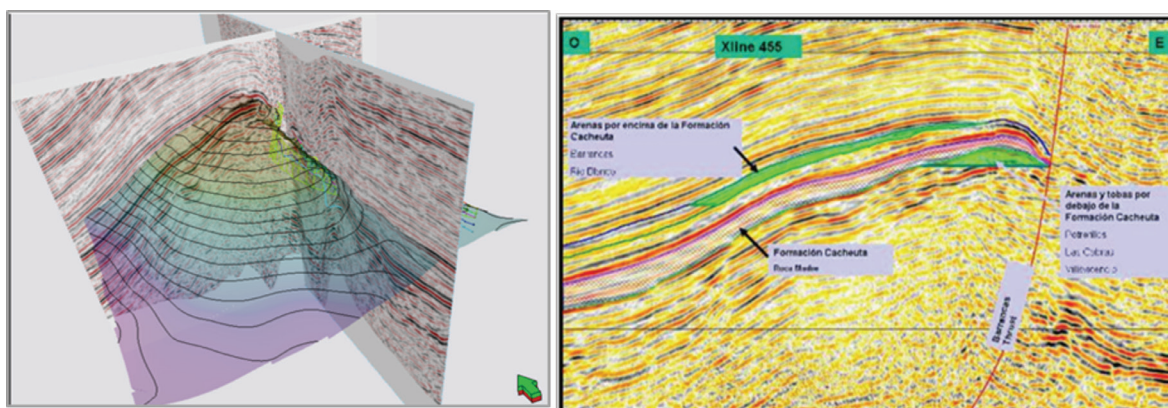


Figura 7. Característica Geológica Estructural del Yacimiento.

El reservorio Barrancas CRI posee una Producción Acumulada (N_p) de 28.E6m³. La producción promedio de petróleo de este yacimiento es de 490 m³/d con una producción total de líquido de 8100 m³/d, el caudal de inyección es de 7600 m³/d. El corte de agua promedio del campo es mayor a 90%. El yacimiento Barrancas CRI, además de ser el más importante en términos de producción neta de petróleo, también es el más importante en términos de inyección de agua.

En el año 2010 se realizó una campaña de pozos *in-fill* con el objetivo de barrer el potencial petróleo baypaseado (canalizado) en el reservorio. El número de pozos inyectores y el caudal de inyección incremento significativamente como muestra en la Figura 8.

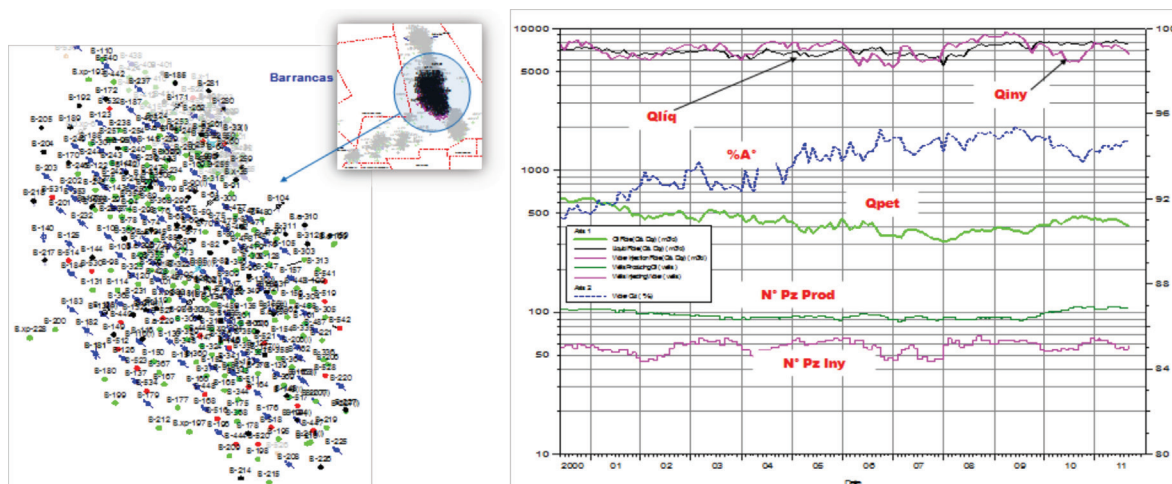


Figura 8. Yacimiento Barrancas CRI.

La distribución del agua de inyección por reservorios y producción por nivel se observa en la Figura 9. Dicha distribución está basada en modelos dinámicos probabilísticos de simulación. Hasta el momento, sin embargo, no se contaba con mediciones físicas que permitieran corroborar y disminuir la incertidumbre dichos modelos. Un ejemplo de ello es, que, previo a realizar las mediciones con el PLT, el Nivel A era el principal candidato a ser cerrado con el objetivo de disminuir la producción de agua en el yacimiento, sin conocer exactamente su aporte neto de petróleo.

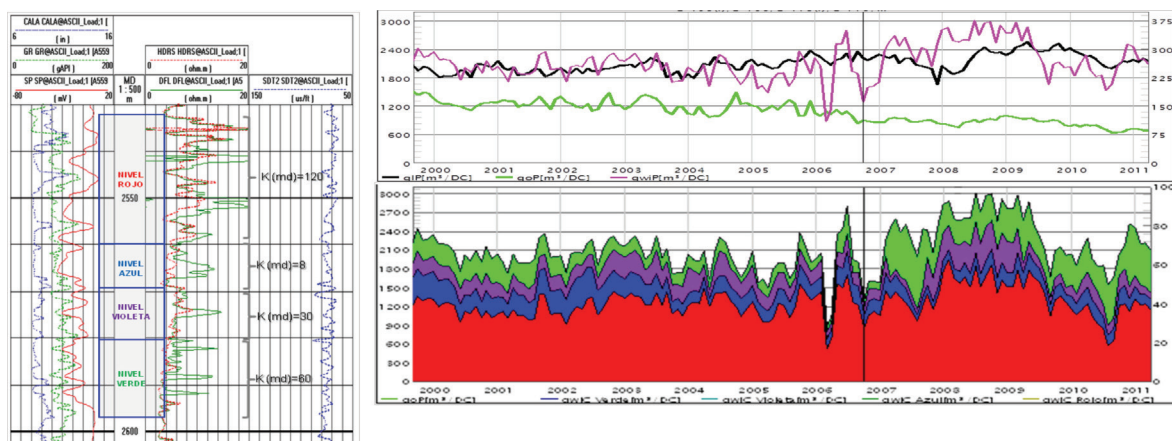


Figura 9. Distribución de Inyección por Nivel de Reservorio.

Para poder fundamentar la decisión a nivel de yacimiento, se realizó el perfil de producción trifásico para caracterizar el aporte de agua, petróleo y gas de cada uno de los punzados, buscando tener mediciones fácticas y precisas por niveles de reservorios.

La selección de los tres candidatos se realizó basándose en la representatividad que tenía cada pozo en el proyecto, considerando: continuidad geológica, producción acumulada de petróleo inyección de agua y esquema de *Workover* (triangulación) Figura 10.

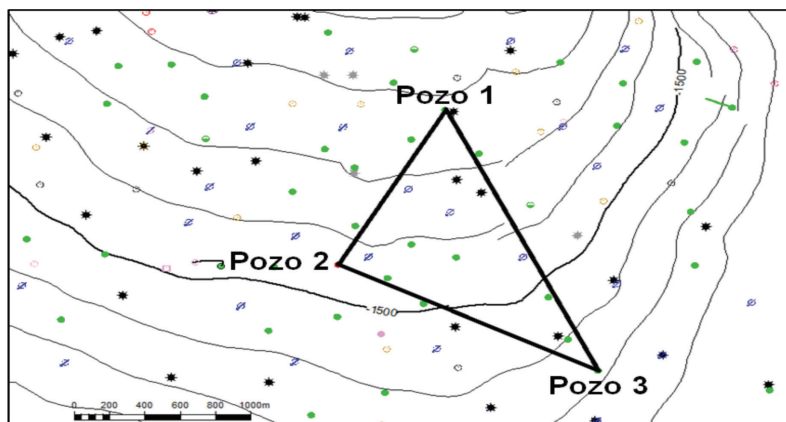


Figura 10. Esquema de Triangulación de Pozos Candidatos.

La secuencia de perfilaje consiste en realizar tres perfiles de producción con diferentes condiciones dinámicas; sumergencia alta, media y sumergencia mínima con el objetivo de encontrar la mejor condición dinámica que favorezca la producción de petróleo, en función de la relación de movilidades.

Resulta importante remarcar que las electro-sumergibles se bajan con un sensor de fondo, que permite medir los parámetros de *intake* como presión, temperatura, y monitorear en tiempo real el comportamiento de la BES; realizando un seguimiento durante las tres condiciones dinámicas durante el ensayo. Por ejemplo en la Figura 11 se presentan los datos de presión y de frecuencia de la BES (2015 metros) durante la secuencia de estabilización, previo a realizar cada uno de los PLT's en el Pozo 1. Esta información es crucial para la toma de decisiones ya que el PLT debe realizarse cuando el pozo se encuentre produciendo en condiciones estables.

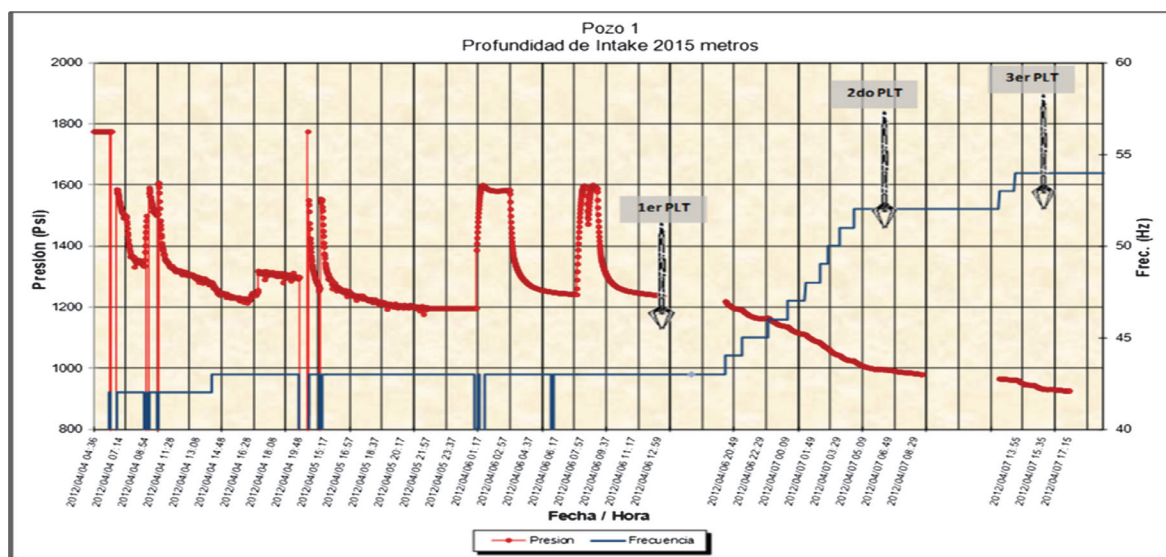


Figura 11. Secuencia de Perfilaje en el Pozo 1.

En el Pozo 1, la mejor condición dinámica en términos de producción de petróleo se alcanzó cuando la BES se encontraba trabajando con la máxima frecuencia. Los resultados del PLT se

muestran en la Figura 12 (BES con una frecuencia de 54Hz). El *track* QZT indica la producción acumulada, y los *tracks* QWZI y QOIZ representan la producción discreta de agua y petróleo de cada intervalo. Puede observarse que la producción de petróleo es aproximadamente un 2% de la producción total de fluidos (*track* Holdup Agua/Petróleo), el pozo producía con un régimen de baches con pequeños aportes de hidrocarburo como se observa en el contador de burbujas. No se detectó gas en estas condiciones dinámicas.

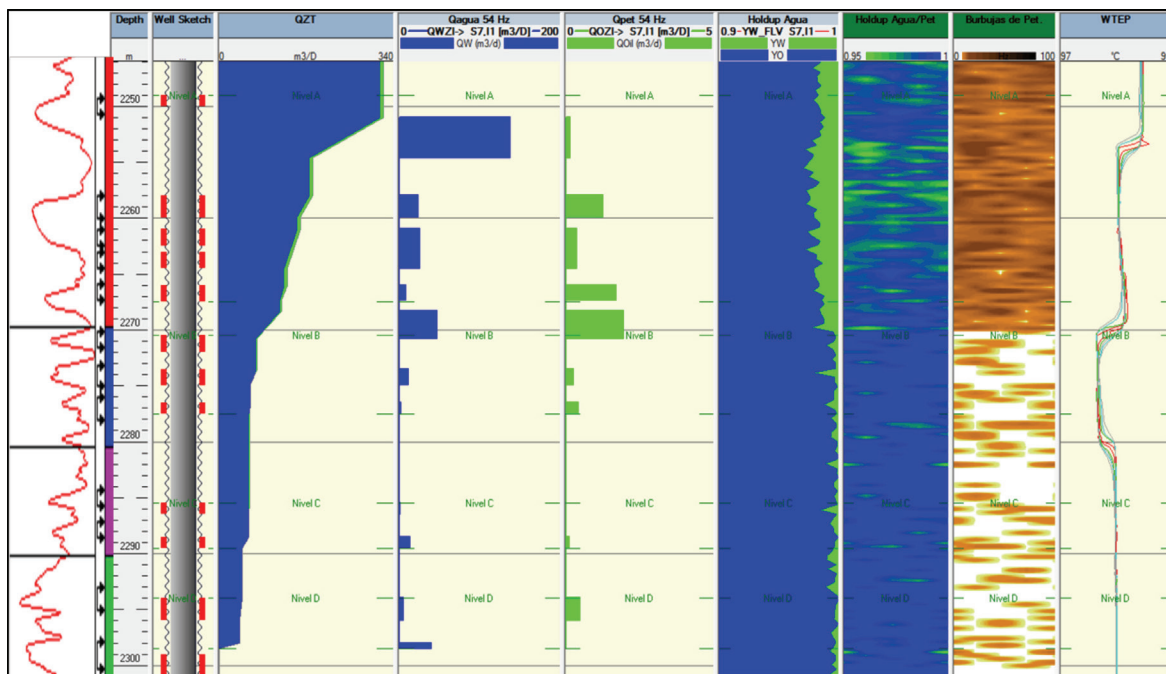


Figura 12. Resultados del Perfil de Producción.

En la Tabla 1 se presentan los resultados tabulados y la distribución de producción por niveles de reservorio (Figura 13), el pozo durante el perfil tuvo un corte de agua de 98% con una producción de petróleo de 6.7 m³/d en condiciones de fondo.

Niveles de Reservorio	Q agua yac. (m³/D)	Q agua yac. (%)	Q pet yac. (m³/D)	Q pet yac. (%)	Qttotal	Qttotal (%)	RAP	Presion (psi)
Nivel A	195.48	62.2%	3.47	51.9%	199.0	62.0%	56.3	946.0
Nivel B	60.32	19.2%	2.63	39.4%	63.0	19.6%	23.9	977.0
Nivel C	13.58	4.3%	0.11	1.6%	13.7	4.3%	123.5	998.0
Nivel D	44.93	14.3%	0.47	7.0%	45.4	14.1%	95.6	1010.0
TOTAL	314.3	100%	6.7	100%	321.0	62%		

Tabla 1. Resultados del Perfil de Producción por subnivel.

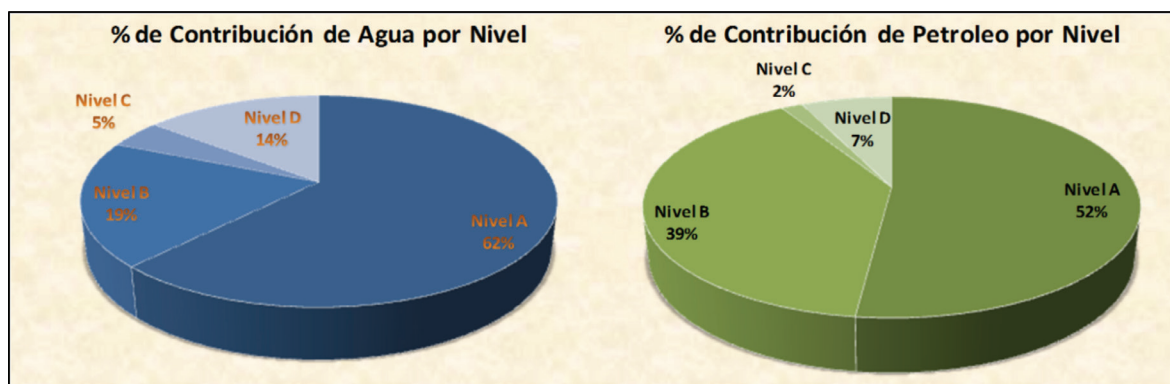


Figura 13. Distribución de Producción por Niveles.

En la Figura 14 se observa la variación de contribución zonal de producción con las diferentes condiciones dinámicas en las cuales se realizó el PLT.

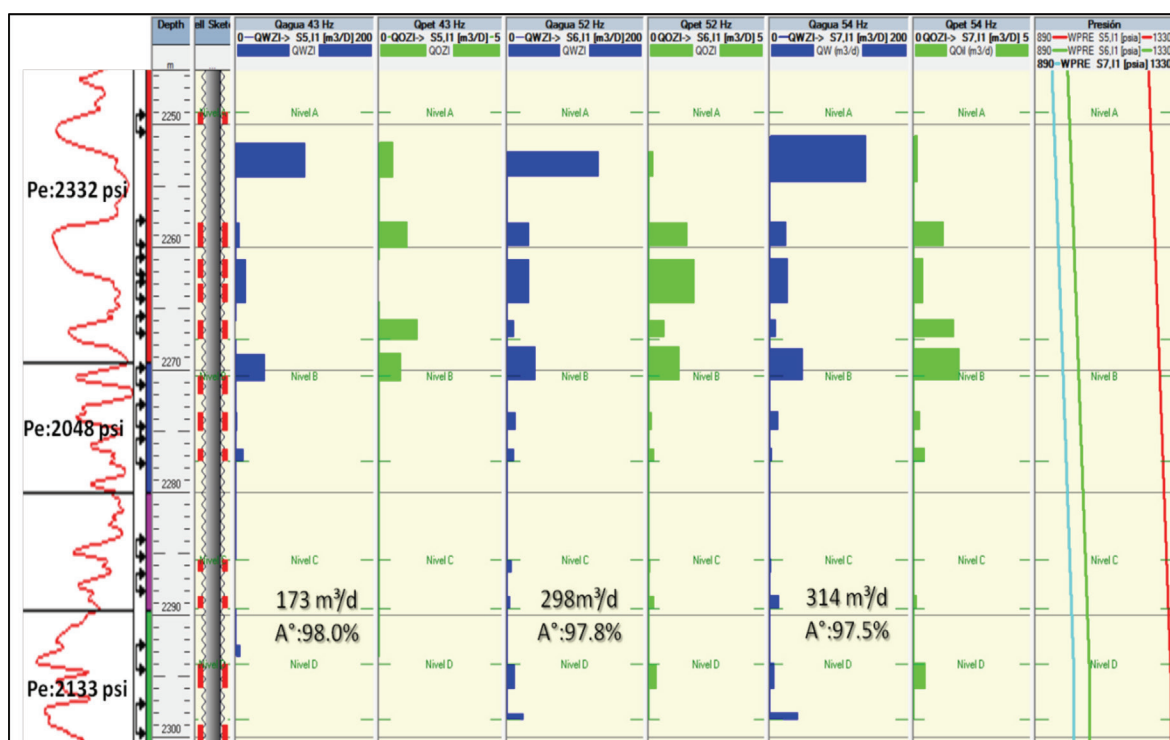


Figura 14. Resultados de los 3 PLT's con BES produciendo a 43, 52 y 54 Hz.

La mejor condición dinámica se alcanzó cuando el pozo se encontraba produciendo con la máxima frecuencia 54 Hz.

La secuencia de perfilaje utilizada para el PLT, con diferentes condiciones dinámicas permite construir las curvas IPR a nivel de reservorio. En la Figura 15 se muestra el reporte de Análisis de Afluencia Selectiva (SIP). Esta información sirve para entender el comportamiento de los diferentes caudales de producción de agua y petróleo en superficie para condiciones variables de extracción de los pozos (diferentes presiones dinámicas de fondo). Se utiliza la ecuación de línea recta debido a que la mayor parte del fluido es agua.

$$Q = PI * (p_{Res} - p)$$

donde: Q es Caudal, PI es Índice de Productividad, p_{Res} es Presión actual de Reservorio y p es Presión dinámica.

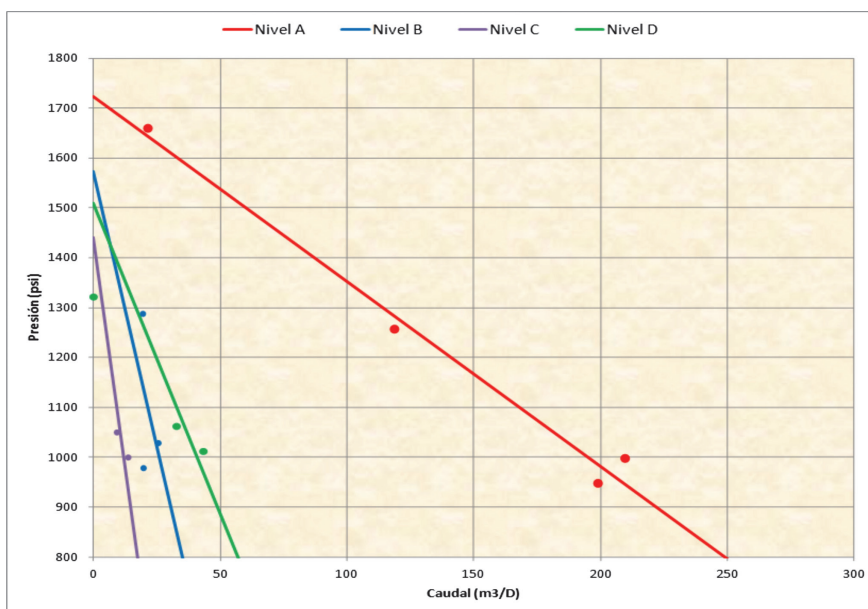


Figura 15. Resultado del Análisis de IPR.

Como resultado del Análisis de productividad selectiva se obtiene el Índice de Productividad por Nivel de Reservorio (PI), Presión Actual de Yacimiento (P_{avg}) y el Potencial máximo de producción (AOF) de cada nivel, mostrados en la Tabla 2. De esta forma se pudo determinar que el valor de presión actual de yacimiento (P_{avg}) es aproximadamente 70% de la presión original (P_{Res} FT) según los valores con probadores de formación.

	IPR Zone [m]	P_{avg}	P. Res (FT)	AOF	PI
		psia	psia	m3/D	[m3/D/psi]
Nivel A	2249.0 - 2267.5	1722.7	2332.0	461.1	0.270
Nivel B	2270.5 - 2277.5	1573.1	2048.0	70.8	0.045
Nivel C	2285.5 - 2289.5	1439.9		39.1	0.027
Nivel D	2294.0 - 2298.5	1509.5	2133.0	120.3	0.081

Tabla 2. Resultados Obtenidos del Análisis SIP del Pozo 1.

El perfil de producción realizado en el Pozo 2, tuvo la particularidad que se detectó flujo cruzado con PLT realizado en condiciones estáticas. El flujo cruzado se produce desde el Nivel A hacia los Niveles B y C. Posteriormente será corroborado con el análisis IPR que el Nivel A tiene una presión actual de reservorio 500 psi mayor que los niveles inferiores.

Durante el PLT realizado a condiciones dinámicas los intervalos que estaban en *cross-flow* comienzan a aportar, particularmente en nivel B, tiene una IPR que indica baja presión de reservorio pero alto índice de productividad posiblemente favorecido por las condiciones petrofísicas (alta permeabilidad). Durante este PLT se alcanzaron presiones dinámicas menores a 600 psi, por lo que nos encontrábamos produciendo por debajo de la presión de burbuja, es por eso que el sensor de gas comienza a detectar la presencia de burbujas, aunque la fracción de gas es mínima, la resolución del detector de gas permite cuantificarla.



Figura 16. Resultados del Perfil de Producción Pozo 2.

El resultado del análisis IPR en función de los 3 PLT's realizados a diferentes condiciones dinámicas se muestra en la Tabla 3.

	IPR Zone [m]	Pavg	P. Res (FT)	AOFP	PI
		psia	psia	m3/D	[m3/D/psi]
Nivel A	2410.0 - 2420.0	1953.6	2347.0	50.3	0.03
Nivel B	2430.0 - 2434.0	1697.7	2205.0	9.8	0.01
Nivel C	2440.5 - 2449.0	1458.7	2133.0	387.8	0.27
Nivel D	2453.5 - 2455.5	1073.5		18.1	0.02

Tabla 3. Resultados Obtenidos del Análisis SIP.

En base a los Perfiles de Producción realizados en tres pozos candidatos para esta tecnología se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se evitó el cierre del Nivel (A) a nivel de yacimiento. Dicho nivel, a pesar de ser el mayor productor de agua, también resultó ser el mayor productor de petróleo.

- Cada pozo, mostró un comportamiento acorde a las condiciones petrofísicas, sin mostrar zonas canalizadas con altos contrastes de porcentaje de agua.
- Los pozos mostraron comportamientos a distintas presiones dinámicas de fluencia (desbloques de capas, bloqueos de bombas, cambios en el porcentaje de agua).
- Los resultados avalan el modelo dinámico analítico el cual corrobora las altas eficiencias de barrido areales pero se identifica la necesidad de restituir las eficiencias de barrido verticales e incrementar los elementos de flujo.
- La mejor producción de neta se dio con la BES produciendo con una alta frecuencia equivalente a una menor presión dinámica de fondo, ya que a mayores niveles de fluido dinámico los altos cortes de agua desfavorecen la relación de movilidades entre agua/petróleo.

En la distribución de producción por nivel de reservorio, Tabla 4 y Figura 17, se observa que el Nivel A presenta la mayor producción de agua con un 42.7%, sin embargo también es el de mayor aporte de petróleo con un 43.1% por lo que una acción de cierre de agua no fue justificada.

Niveles de Reservorio	Q agua yac. (m3/D)	Q agua yac. (%)	Q pet yac. (m3/D)	Q pet yac. (%)	Qttotal	Qttotal (%)
Nivel A	237.85	42.7%	4.46	43.1%	242.3	42.7%
Nivel B	72.05	12.9%	3.16	30.5%	75.2	13.3%
Nivel C	149.33	26.8%	1.52	14.7%	150.9	26.6%
Nivel D	97.39	17.5%	1.22	11.8%	98.6	17.4%
TOTAL	556.6	100%	10.4	100%	567.0	100%

Tabla 4. Producción por Niveles de los Pozos estudiados.

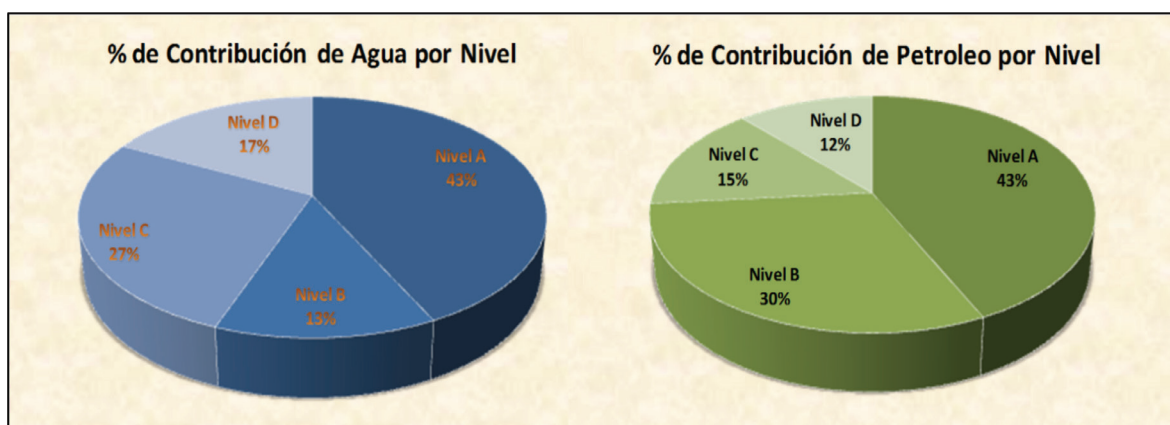


Figura 17. Distribución de Producción por Niveles.

IMPLEMENTACIÓN EN YACIMIENTO SEÑAL PICADA (NEUQUÉN)

En la cuenca Neuquina el objetivo principal fue la detección de capas con alta relación agua/petróleo para luego cegarlas (WSO). El pozo intervenido estaba afectado por recuperación secundaria. El objetivo de intervención era verificar el contacto agua/petróleo de una capa en inyección en el reservorio.

El pozo al momento de la intervención estaba produciendo con un sistema de extracción electro sumergible con un corte de agua de 99% y un RAP de 90 (Figura 18).

Durante la carrera de calibración se determinó la presencia de relleno hasta 926 metros lo que no permitió perfilar directamente en frente del punzado en cuestión, sin embargo se tuvo suficiente espacio para poder realizar el PLT a una velocidad adecuada y así inferir el caudal de esta capa.

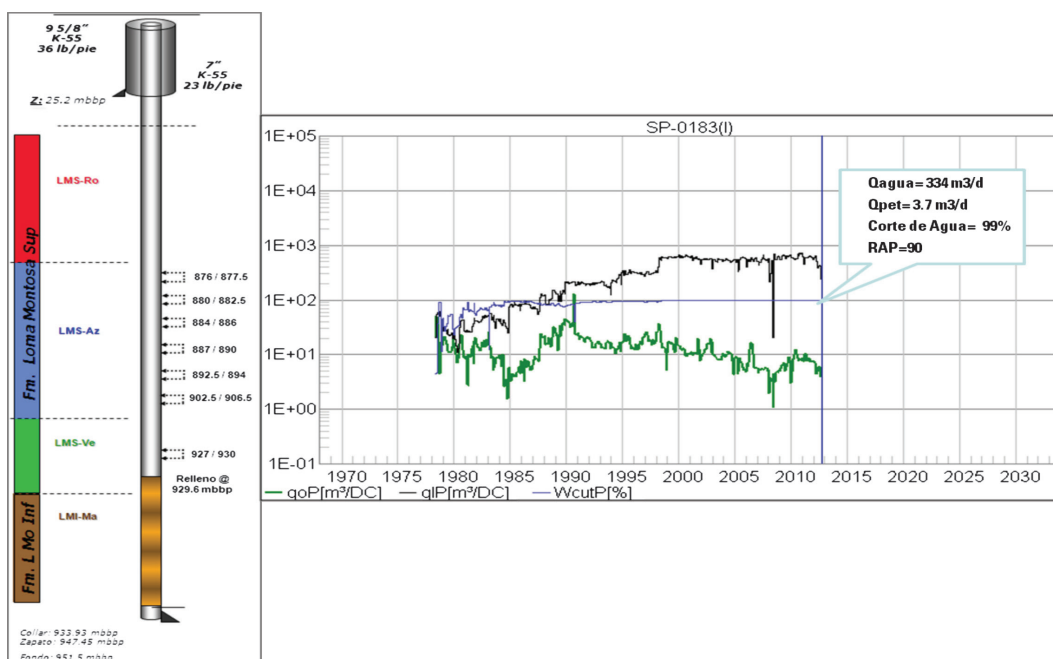


Figura 18. Esquema de Pozo e Historia de Producción.

En la Figura 19 se encuentran detallados los resultados del perfil producción realizado con las tres frecuencias, 40, 47, y 54 Hz. Se observa claramente que la mayor producción de agua es aportada por el punzado inferior. Si bien se detectan pequeñas burbujas de hidrocarburo desde la parte inferior del pozo, la mayor producción de petróleo se da en el punzado superior.

El resto de los punzados no muestra contribuciones significativas de fluidos; frente a estos punzados se detectaron niveles de GR inusualmente altos (superiores a 1500 GAPI), posiblemente debido a incrustaciones radioactivas en frente de los punzados generando un daño de formación. Estos valores pueden deberse a que en el yacimiento la práctica común para el monitoreo de la inyección es el uso de trazadores radiactivos.

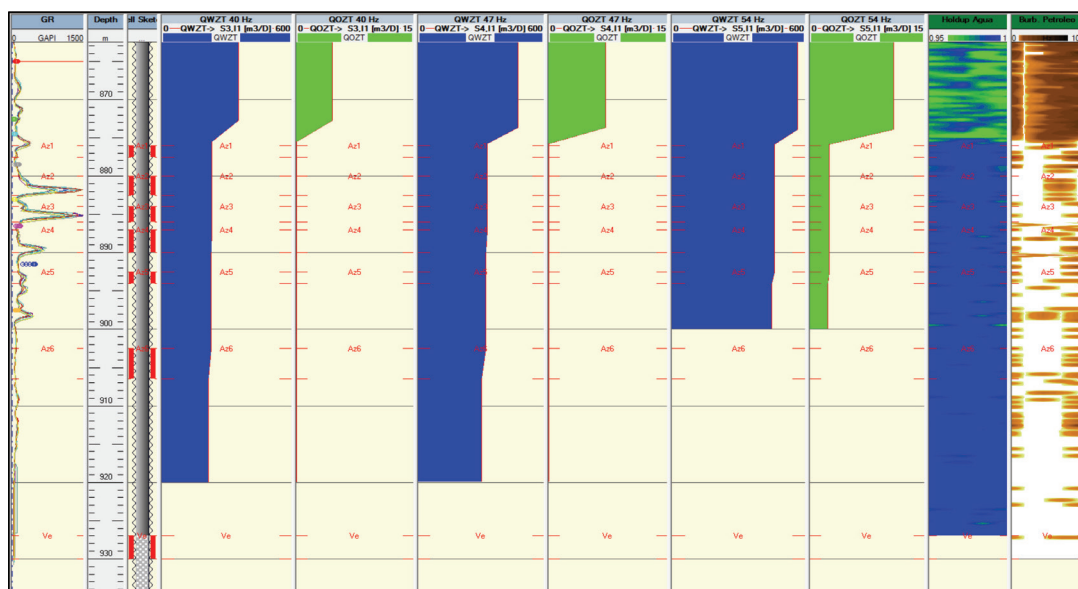


Figura 19. Resultados de los 3 PLT's con BES produciendo a 40, 47 y 54 Hz.

Teniendo en cuenta de las mediciones obtenidas del registro, se intervino el pozo realizando aislación del nivel inferior con un tapón. La intervención fue exitosa, como resultado se obtuvo un *Water Shut-off* de aproximadamente 280 m³/d, quedando el pozo con una nueva condición dinámica con un RAP de 15 m³/m³, cuando previo a la intervención éste era de 60 m³/m³ (Figura 20).

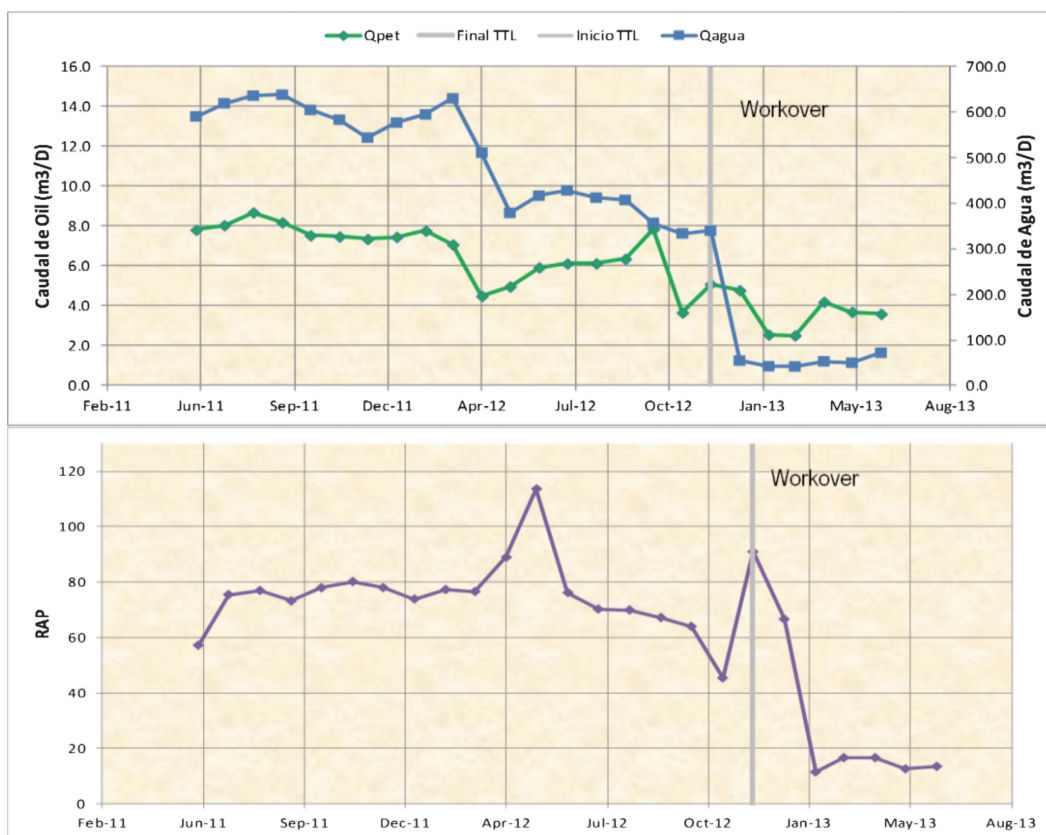


Figura 20. Resultados del *Water Shut-Off* posterior al PLT.

IMPLEMENTACIÓN EN EL TRÉBOL-ESCALANTE (CHUBUT)

Revolucionando con los esquemas tradicionales de completación de pozos nuevos, donde las capas se ensayan en forma individual y en conjunto con pistoneo, en el año 2014 se utilizó el PLT con BES como una técnica alternativa de completación. En pozos de la Cuenca del Golfo de San Jorge, donde se tienen más de 20 capas punzadas, el tiempo de ensayo puede verse claramente reducido con esta técnica y adicionalmente se conocen los aportes de cada capa de una forma más cercana a la realidad y con datos de muy buena calidad. En estos casos, la evaluación de los intervalos productivos con el PLT con la BES, permitieron tomar importantes decisiones de *work-over*.

Esta aplicación de la tecnología se utilizó en dos pozos del yacimiento El Trébol-Escalante, en los cuales el principal objetivo del registro era evaluar la completación y, luego, como segundo objetivo, aportar datos del reservorio, producción de capas, etc. para validar y ajustar los modelos estático y dinámico en el desarrollo de la zona sur de un proyecto de recuperación secundaria en implementación.

En el primer pozo se punzaron 27 capas entre primaria y secundaria ya que el mismo se encontraba en una zona bajo la influencia de inyección. El caudal bruto aportado durante el ensayo superó ampliamente las expectativas, según el comportamiento de producción de pozos vecinos.

No se observó un efecto de flujo cruzado considerable ni capas ladronas en el registro con la

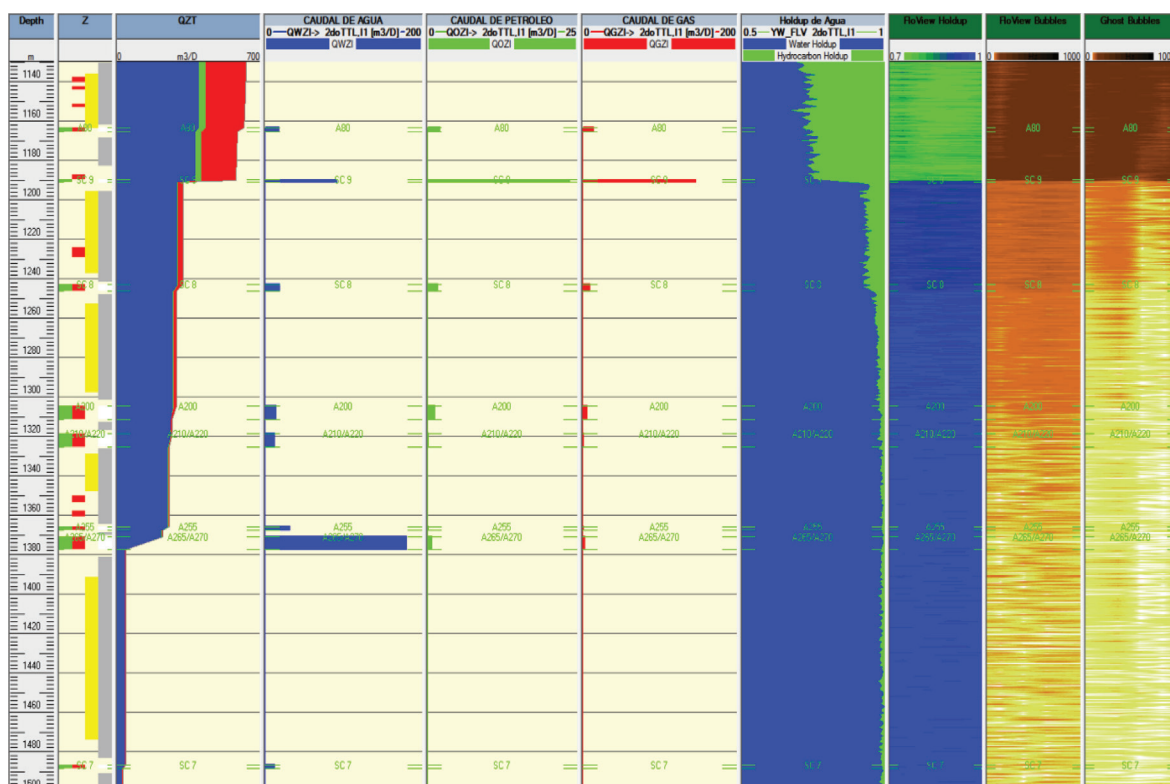


Figura 21. Resultados del Perfil de Producción.

herramienta con el Pozo Cerrado (*Shut-In*), aunque el DEFT mostro un pequeño movimiento de gotas de petróleo viajando a través de la columna de agua ingresando a partir de la capa que se encuentra a 1310 m, esto permitió obtener una primera visión de la condición de aporte de las capas.

El registro se realizó con la BES posicionada en el tope de los punzados y con una presión dinámica de *intake* promedio de 645 psi (frecuencia entre 69 y 70 Hz). La presión al momento del perfilaje se encontraba completamente estable. Se pudo determinar con gran precisión los ingresos zonales de agua, petróleo y gas de cada uno de los intervalos productivos.

En la Figura 21 se puede observar una imagen con información obtenida del perfil de producción de los punzados más someros, que fueron los que mostraron mayores ingresos. Se identificaron capas con alto aporte de fluido, y capas que por análisis petrofísico deberían poseer un aporte considerable de petróleo, en esta condición dinámica no mostraban ingreso de fluidos.

Se identifica en este análisis una capa como principal candidata a ser cementada, ya que es la principal ofensora de agua así como capas que no indicaron entrada de fluido durante el ensayo, pero poseen buenas características petrofísicas, candidatas a ser fracturada.

Al pozo se le realizaron estas operaciones de *work-over* y la efectividad de las mismas se vieron reflejadas en los cambios registrados en la producción del pozo, que incrementó su caudal de petróleo en 60 m³/d comparado con los pozos vecinos y redujo su relación agua-petróleo (Figura 22).

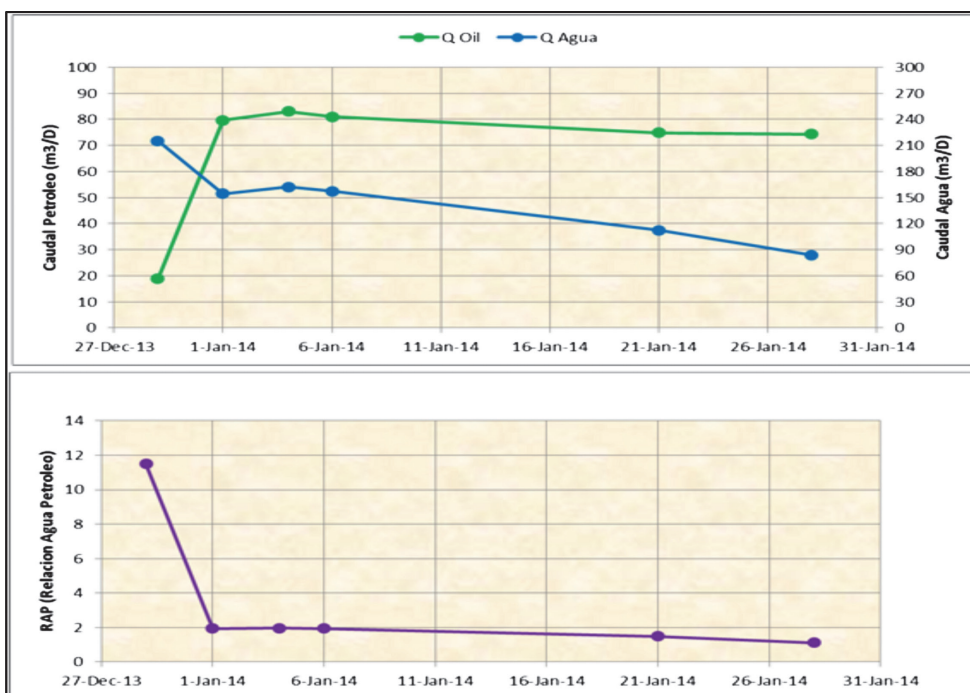


Figura 22. Resultados de *Workover*.

El segundo pozo en ser evaluado fue completado en 2014, se punzaron 26 capas entre primaria y secundaria ya que el mismo se encontraba en una zona bajo la influencia de inyección. Se realizaron dos registros con la BES, posicionada, primero en el tope de los punzados y luego en el medio de los mismos para determinar el potencial productivo de las capas inferiores con una menor contrapresión.

En el primer posicionamiento de la BES, el registro se realizó con una presión de *intake* promedio de 150 psi. Al momento del perfilaje el pozo se encontraba completamente estable, reflejado principalmente en la presión y en los caudales de superficie. Los sensores de la herramienta mostraron claramente los ingresos zonales de agua, petróleo y gas de cada uno de los intervalos productivos. Se registró un caudal estable en 221 m³/d de Bruta, 44 m³/d de neta, 80% de corte de agua. Se identificaron capas con alto aporte de fluido y capas que en esta condición dinámica no mostraban ingreso de fluidos pero, que por análisis petrofísico, debían poseer un aporte considerable de petróleo (Figura 23).

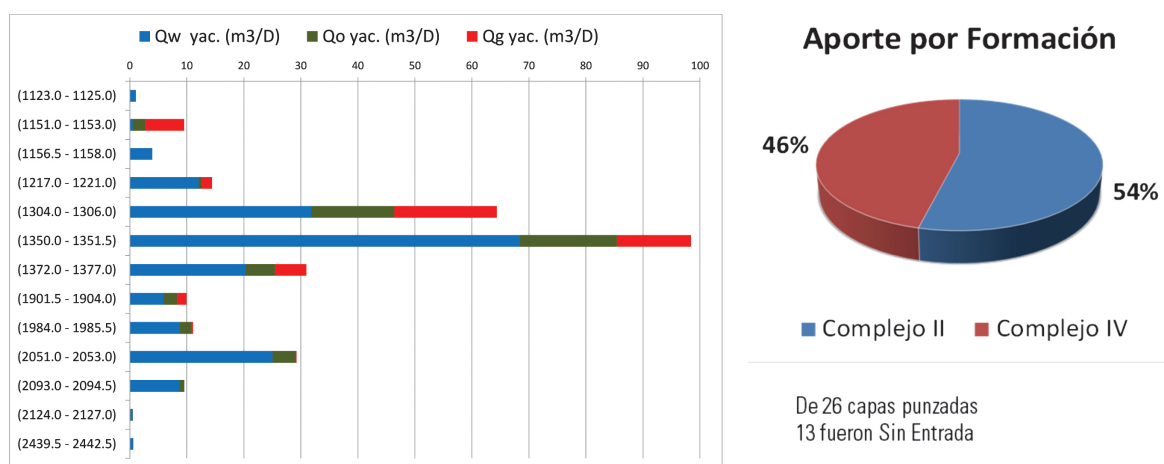


Figura 23. Resultados del Perfil de Producción.

En el segundo registro, con la BES localizada en el medio de los punzados, no se alcanzaron condiciones estables para realizar el registro de forma completa. Se registra una variación de presión en el sensor de fondo y en los caudales registrados en superficie, producto de obstrucciones de carbonatos en el *intake* de la bomba. A pesar de esto, se pudieron identificar los ingresos de hidrocarburos y de forma cualitativa mostrar el incremento de petróleo con las capas inferiores con menor contrapresión, de esta forma se pone en evidencia el potencial productivo de las capas inferiores (Figura 24).

La información obtenida de estos registros fue fundamental para tomar las decisiones de *work-over* adecuadas. Como resultado del ensayo con TTL se decidió fracturar cinco capas.

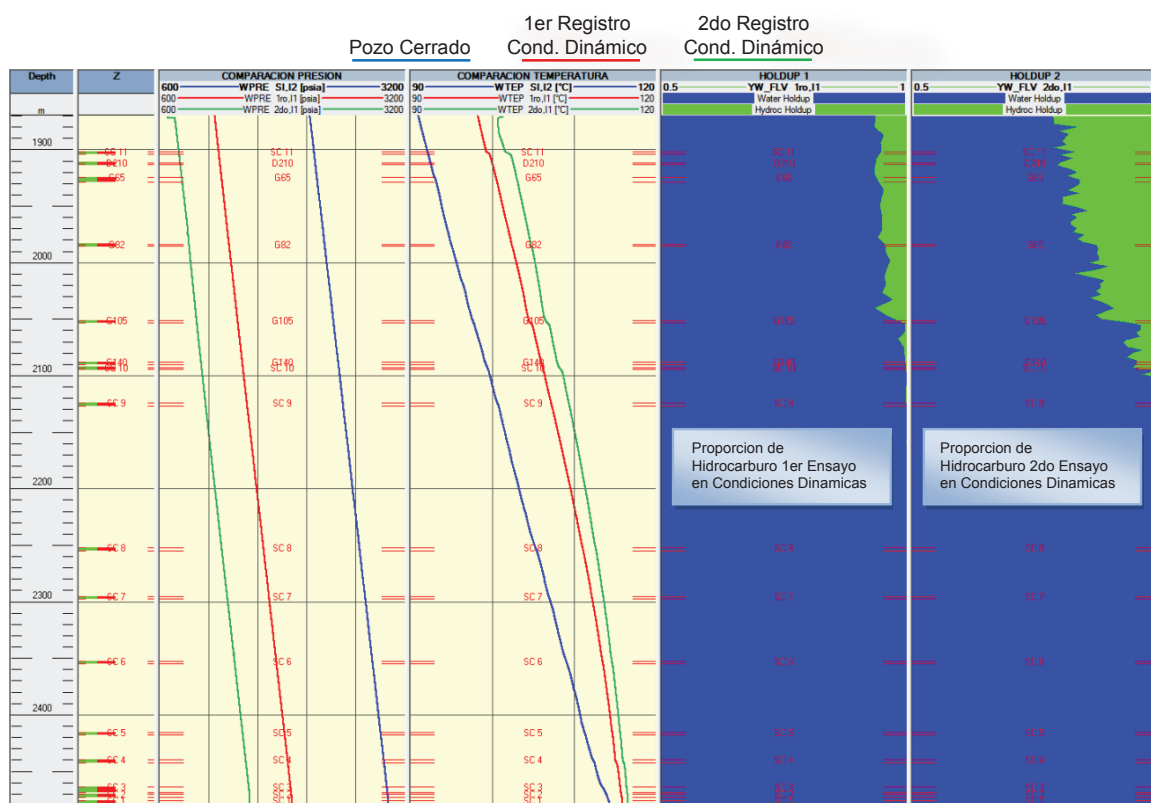


Figura 24. Comparación del registro en la zona inferior del pozo.

Adicionalmente, el ensayo sirvió para prever las condiciones a las cuales estará expuesta la BES que se instalará definitivamente y los parámetros de operación de la misma.

CONCLUSIONES

En primer lugar, se puede concluir que se cumplió con el objetivo principal de desarrollar y aplicar una tecnología que permita obtener información valiosa para la correcta toma de decisiones en campos maduros, cuyas problemáticas principales a solucionar, son el manejo del agua y mejoramiento de la producción. En los casos expuestos, con las medidas necesarias, YPF pudo mejorar su balance de agua y reducir el número de capas con alta relación agua-petróleo.

Con el *Workover* realizado en el pozo del yacimiento Señal Picada, se pudo reducir en un 80% el caudal de agua, el cual significa un ahorro de aproximadamente 100K USD anuales teniendo en cuenta un precio de costo de levantamiento artificial de 1 USD/m³.

Adicionalmente, esta tecnología se pudo utilizar exitosamente como alternativa a los esquemas tradicionales de completación de pozos nuevos. Los tiempos de ensayo fueron reducidos y

también se pudo extraer información del reservorio. Los datos obtenidos permitieron tomar importantes decisiones de *work-over* que incrementaron la productividad de los pozos.

En los casos de estudio del reservorio El Trébol-Escalante, se pudo reducir el tiempo de ensayo de las capas, esto significó un ahorro en costo de equipo de WO. Estos pozos contaban con 26 y 27 capas punzadas cada uno. Teniendo en cuenta que se ensayen dos capas en conjunto y que el tiempo por ensayo es aproximadamente 12 horas, se obtiene una reducción en el costo del equipo del 26%. Si se tuviera en cuenta un ensayo individual de cada capa, ya que el TTL entrega información de cada capa, dicho porcentaje representaría el doble.

Luego de dos años de utilización del PLT con BES, podemos afirmar que no sólo se logró reducir la producción de agua en pozos del yacimiento sino que también se obtienen otros beneficios importantes, como por ejemplo:

- a) Entendimiento de la distribución Areal de la inyección.
- b) Detección de capas con alta Relación Agua/Petróleo.
- c) Contribución al modelo Dinámico del Reservorio.
- d) Detección de Flujo Cruzado.
- e) Curvas de IPR / Alocación de producción.
- f) Completación de pozos productores.

Finalmente, se expuso con casos reales el potencial de esta tecnología y como su aplicación nos aporta información muy valiosa para continuar optimizando los proyectos de Recuperación Secundaria en diferentes yacimientos de YPF, y en consecuencia maximizando la producción.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a los Ingenieros de Reservorios y Producción de YPF del yacimiento Barrancas Mendoza: Jose Peltier, Darío Benítez, a los Ingenieros de Producción y Reservorios del yacimiento El Trébol Escalante: Calbucoi Natalia, Federico Pompei, Christian Tesone, por el apoyo brindado en esta campaña.

REFERENCIAS CITADAS

- Akhnoukh *et al.*: "Keeping Producing Wells Healthy", Oilfield Review (Spring 1999), 11, No. 1, 30-48.
- Bamforth *et al.*: "Revitalizing Production Logging", Oilfield Review (Winter 1996), 8, No. 4, 44-60.
- Lenn, C., Kuchuk, F.J., Rounce, J. and Hook, P.: "Horizontal Well Performance Evaluation and Fluid Entry Mechanisms", Paper SPE 49089, presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana (September 27-30, 1998).
- Rounce, J., Lenn, C. and Catala, G.: "Pinpointing Fluid Entries in Producing Wells", paper SPE 53249, presented at the 1999 SPE Middle East Oil Show, Bahrain (February 20-23, 1999).
- Renyut, F.X.B., North, R., and Setiadi, E. "Production Logging Below Submersible Pumps: A New and Reliable Approach", proceedings of Indonesian Petroleum Association 24th Annual Convention, October 1995.
- Irawan, E., Aldic, P.A., and Foster, B.A., "A New Technique for Production Logging in Standard ESP Completions", proceedings of Indonesian Petroleum Association 18th Annual Convention, October 1989.
- SPE-108054 - "Marcelo Hischelfedt, Paulino Martínez, Fernando Distel. Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco- "Artificial-Lift Systems Overview and Evaluation in a Mature Basin: Case Study of Golfo San Jorge" 15 April 2007
- H. Moyano, M. Castellano, G. Calvo, M. Ballarini, E. Leisen, F. Medda, A. Python; Panamerican Energy- M. Peirano, P. Barrionuevo, M. Cajarabilla, D. Solohaga; Schlumberger "Innovative Multidisciplinary Technique Used to Evaluate Production Profile in Wells With Artificial Lift Systems in Small Casing 5.5 in.", SPE Artificial Lift Conference-Americas held in Cartagena, Colombia 21-22 May 2013.