

OPTIMIZACIÓN Y TOMA DE DECISIONES MEDIANTE MONITOREO DE SENSORES DE PRESIONES.

*Tripodi, Alejandro (alejandro.tripodi@ypf.com), Chirinos Peña, Nelson, (nelson.chirinos@ypf.com),
Rodríguez, Pablo (pablo.rodriguez@ypf.com)
Empresa YPF S.A*

SINOPSIS:

En este trabajo se presentan ejemplos reales de pruebas de pozos (well Testing) realizado en los pozos productores de los reservorios del Volcán Auca Mahuida de la Unidad de Negocios Neuquén – Río Negro, en la provincia de Neuquén.

Con la información obtenida, en conjunto a las interpretaciones geológicas y de yacimientos, se ha logrado incrementar el entendimiento de estos reservorios complejo y heterogéneo, así como mejoras en la optimización de las terminaciones de los pozos.

Las pruebas de presión fueron realizadas para evaluar las respuestas obtenidas de los ensayos de producción de petróleo y gas de cada una de las arenas productivas de los reservorios. Estos análisis tienen como objetivo mejorar el entendimiento de las características de los reservorios y cuantificar la productividad de los pozos en arenas de formación con diferentes tipos de permeabilidad. Con los análisis de las presiones/producciones se ha logrado determinar las permeabilidades y las presiones iniciales así como los daños (skin) de cada capa o arenas productoras. Las propiedades obtenidas de las evaluaciones petrofísicas son validadas con los análisis trasientes de presión.

Los datos de las presiones tanto fluyentes como de cierres obtenidos durante los ensayos a cada arenas productoras, junto a la interpretación de los perfiles a pozos abiertos (análisis petrofísicos) son integrados para generar los comportamientos de producción en términos de los intervalos de producción y sus contribuciones, para los cálculos finales de las productividad de los pozos o IPR.

Se presentan los casos analizados y las mejoras obtenidas, así como las lecciones aprendidas para optimizar los procesos de terminación y completación de los pozos, lo que se ha reflejado en el incremento de la producción y reducción de los costos asociados.

INTRODUCCIÓN:

El yacimiento VAM se ubica en el Bloque Volcán Auca Mahuida en ámbito de la Unidad de Negocios Neuquén – Río Negro, en la provincia de Neuquén. Dista 30 Km de la ciudad de Rincón de los Sauces en dirección Sur (Figura 1). Esta concesión pertenece 100% a YPF, y el plazo límite de concesión de VAM es hasta Marzo de 2026. El crudo producido es enviado a la planta de Señal Cerro Bayo y evacuado desde la misma hacia el oleoducto troncal.

El reservorio Volcán Auca Mahuida (VAM) fue descubierto con producción comercial en el año 1999 a nivel de la formación Mulichinco y es un yacimiento primario relativamente nuevo con 63 pozos perforados que comenzó en 2000, que incluye los yacimientos Las Manadas-Risco Alto. El mantenimiento de la producción histórica ha sido por la perforación de pozos nuevos y reparaciones realizadas a los pozos existentes.

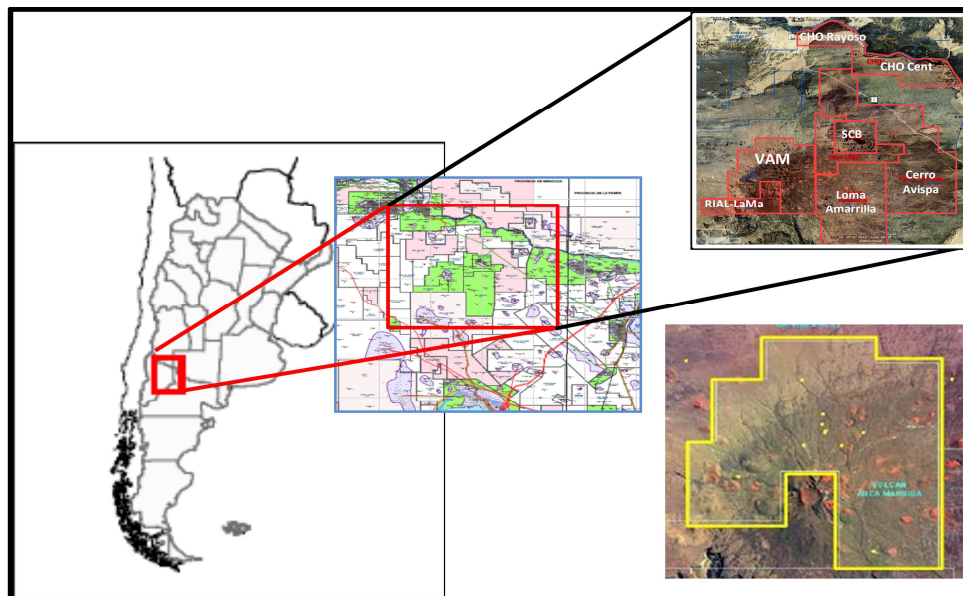


Figura 1. Ubicación del Campo Volcán Auca Mahuida

Con la finalidad de evaluar nuevas arenas con prospectividad, en el año 2009 se evaluó las arenas de la Fm. Centenario Inferior con la perforación de un pozo nuevo, comprobando producción comercial. A finales del año 2009, se realizaron 3 nuevos Workover con la finalidad de probar los potenciales productivos de las arenas presentes de esta Formación. De esta forma, se determinó la comercialidad de la acumulación de petróleo y extensión área hacia el norte de la Fm. Centenario Inferior (Figura 2).

En el mes de Abril de 2011, se perforó otro pozo a un distanciamiento del pozo que comprobó petróleo, obteniendo muy buenos resultados tanto en los reservorios de la Fm. Centenario como en los de la Fm. Mulichinco.

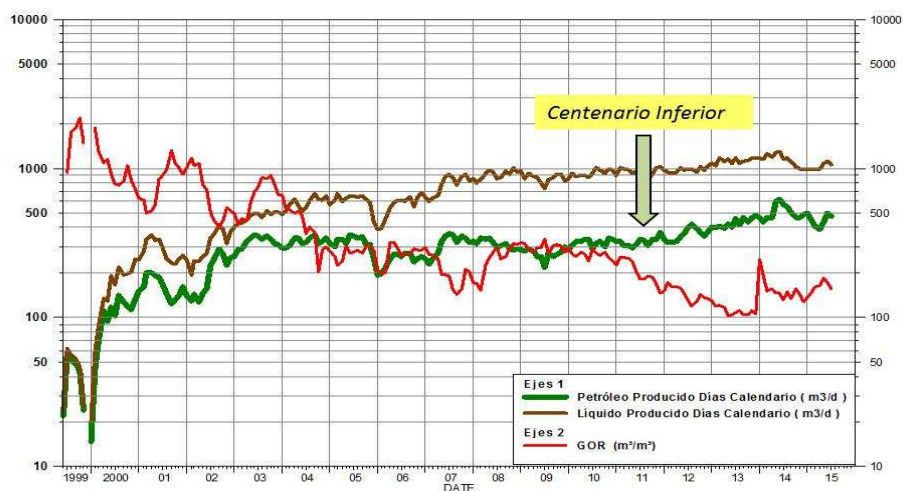


Figura 2. Histórico de producción - Volcán Auca Mahuida

En los últimos años y con la finalidad de minimizar el impacto ambiental, se continuó con desarrollo y delineamiento del campo con perforación de pozos dirigidos desde una única locación o mega locación.

Como parte de un proceso de mejoras continua que se viene realizando en el activo, desde el año 2015 se ha estado implementando un procedimiento de toma de información que consiste en bajar sensores de presión en conjunto con la sarta de punzados, para realizar el monitoreo de las operaciones de reparaciones y terminaciones de los pozos productores. Se procedió a la toma de información de presión y temperatura de fondo a cada arena punzada en las formaciones de Centenario y Mulichinco, con la colocación de los sensores en el fondo durante los ensayos iniciales de producción que incluye periodos de cierres para obtener la restauración de presiones (Build up). Así como, toma de muestras tanto de crudo y agua para su caracterización.

Los resultados obtenidos ha facilitados la definición de los procesos tanto de punzados como las estimulaciones a realizar, en especial para eliminar los daños observados en muchos de los casos. Con la adquisición de los datos de presiones se ha podido monitorear el desempeño del mismo y diagnosticar el daño de la formaciones abiertas, logrando en los últimos pozos perforados y/o reparados la optimización de la producción.

Por otro lado, las informaciones obtenidas ha ayuda a definir las características estructurales regionales y detalle más importantes del área como las fallas y filones volcánicos. Colaborando en la calibración de la sísmica y el modelo geológico.

CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.

Geología.

El reservorio está compuesto con 2 formaciones importante como son: las formaciones Mulichinco y Centenario Inferior, encontrando también algunas arenas con potencial productivo en Centenario Superior y Rayoso, este último con aporte comprobado de gas seco. (Figura 3).

En general las propiedades de cada formación se presentan en la tabla a continuación:

		Mulichinco	Centenario Inferior	Rayoso
Reservorio	Litología	Arenisca cuarzo- feldespáticos (Ambiente Continental)	Arenisca cuarzo- feldespáticos (Ambiente Marino Costero)	Arenisca cuarzo- feldespáticos (Ambiente fluvial - lacustre)
	Profundidad	2500 - 2700 mbbp	2000 - 2500 mbbp	1100 - 1600 mbbp
	Prop. Petrofísicas	Phi: 15- 18%, K: 60 - 100 mD	Phi: 17 - 20%, K: 60 - 110 mD	Phi: 20 - 22%, K: 300 - 400 mD
	Espesor neto	130 - 160 m	300 - 450 m	200 - 250 m

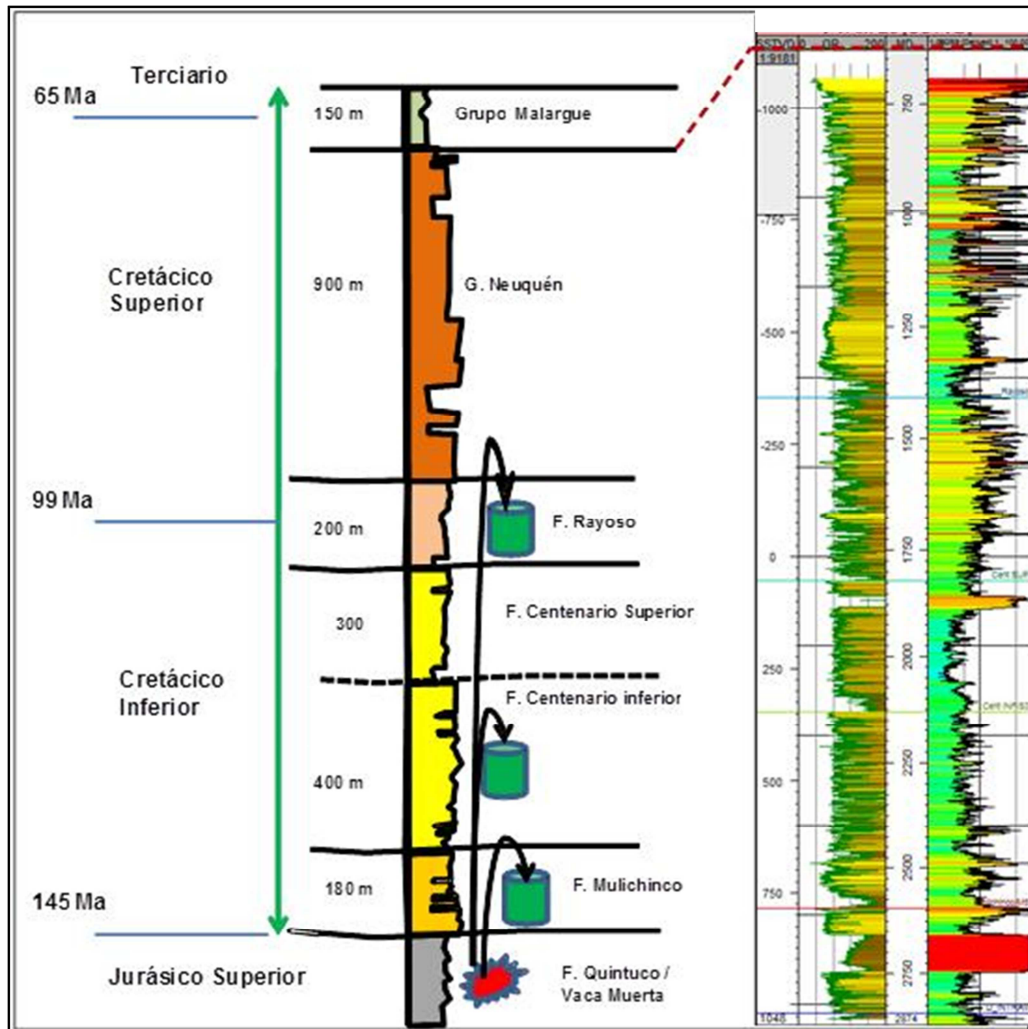


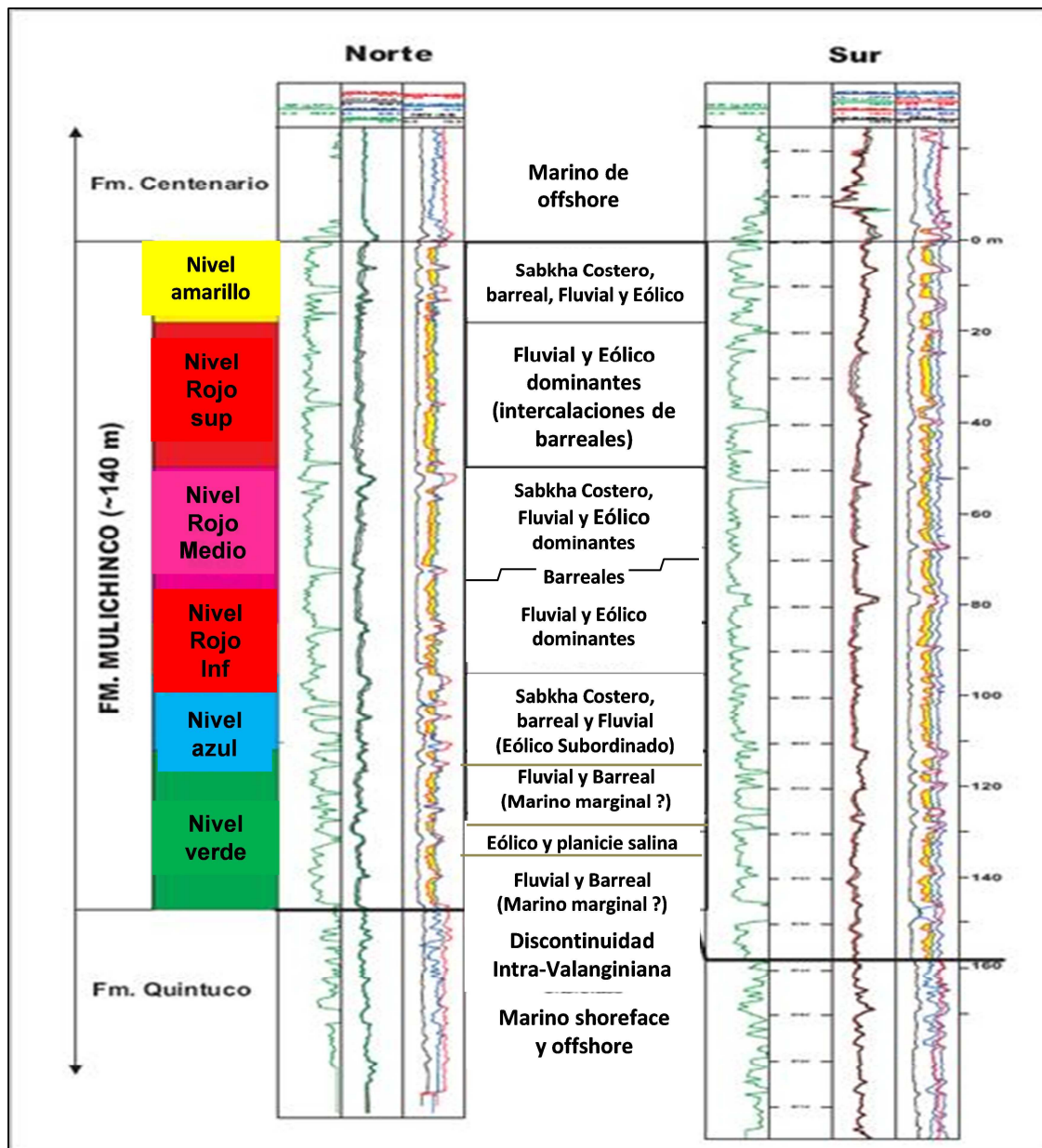
Figura 3. Columna estratigráfica tipo - Volcán Auca Mahuida

Formación Mulichinco.

El principal reservorio histórico del yacimiento VAM está constituido por las areniscas de la Fm. Mulichinco (Cretácico Inferior, Valanginiano). Su porosidad promedio varía entre el 10 y 28%, mientras que la permeabilidad oscila entre 5 a 280 md (Vottero et al, 2005).

Estas arenas se caracterizan por una gran continuidad areal dentro del yacimiento, separado por niveles impermeables de depósitos pelíticos. La unidad posee un espesor relativamente constante de 165 a 140 m dentro del yacimiento, disminuyendo levemente de sur a norte. El mismo se ve modificado por la presencia de intrusivos, principalmente emplazados hacia el sur del área.

La Fm. Mulichinco está constituida por cuatro niveles o miembros definidos. (Figura 4)

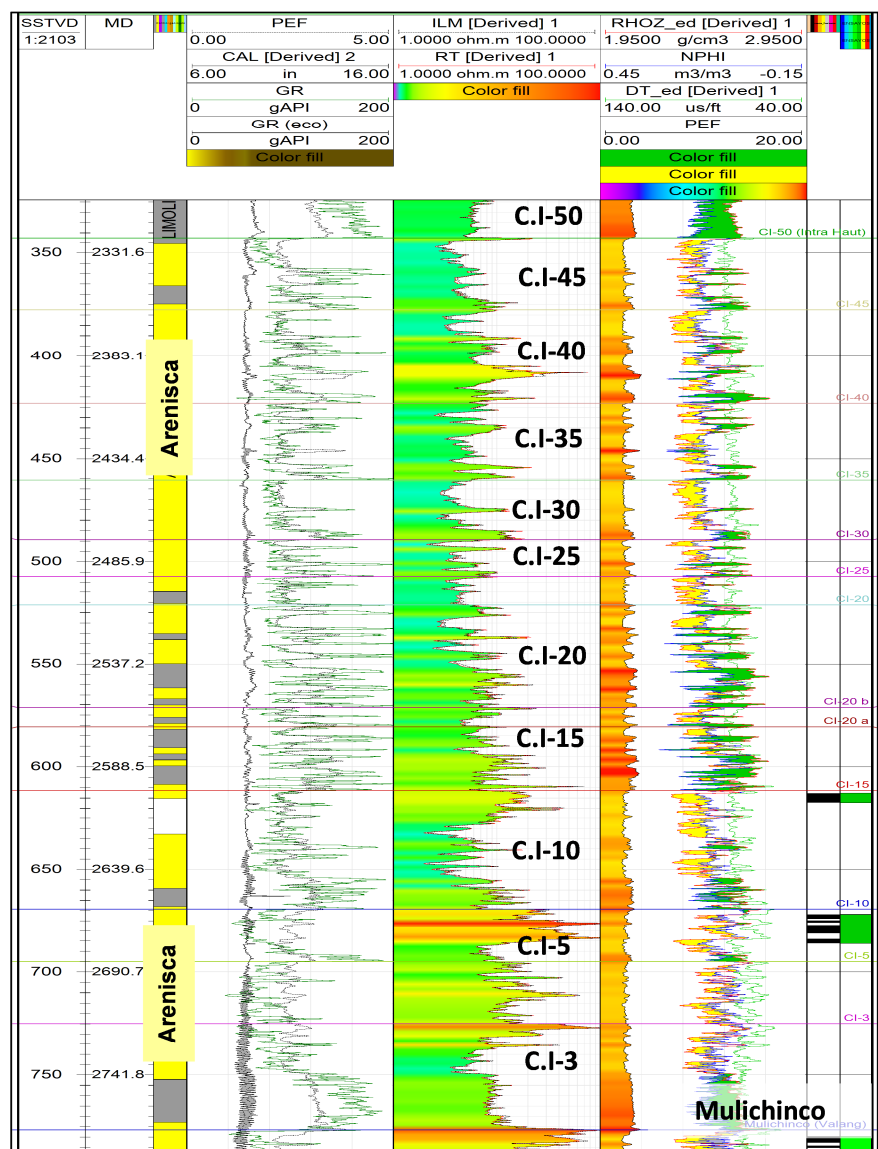


Figuras 4. Columna estratigráfica de Mulichinco - Volcán Auca Mahuida

Formación Centenario Inferior.

Comienza con un paquete pelítico potente (20-25 m) Sobre la Fm. Mulichinco y de gran extensión regional. El mismo se completa con una sucesión de paquetes arenosos con intercalaciones de delgados niveles pelíticos y subordinadamente algunos niveles carbonaticos. El espesor total del miembro inferior de la Fm. Centenario en el área de VAM, presenta muy poca variación con valores cercanos a los 440 m.

Se ha dividido la Fm. Centenario Inferior en 10 unidades teniendo en cuenta discontinuidades mayores (regionales y semi-regionales) y asociaciones de Facies. (Figura 5)



Figuras 5. Columna estratigráfica de Centenario Inferior - Volcán Auca Mahuida

Reservorio.

El yacimiento VAM se caracteriza por estar formado por compartimientos, cuya continuidad lateral del reservorio se vea afectada por diques ígneos, la cual se estima que ha sido es la mayor causa de pérdida de reservorio en el yacimiento. Generando en algunos casos omisión en la columna y trampas locales.

Esta compartimentalización es puesta en evidencia por la presencia de distintos contactos de petróleo-agua y/o petróleo-gas a lo largo del yacimiento.

En los inicios del desarrollo del campo VAM, comenzó con pozos perforados con objetivos en la Fm. Mulichinco, donde los principales niveles productores fueron las capas base de Mulichinco, luego en avanzada y delineamiento fue direccionada hacia la zona sur donde presento preponderancia los niveles superiores. (Figura 6).

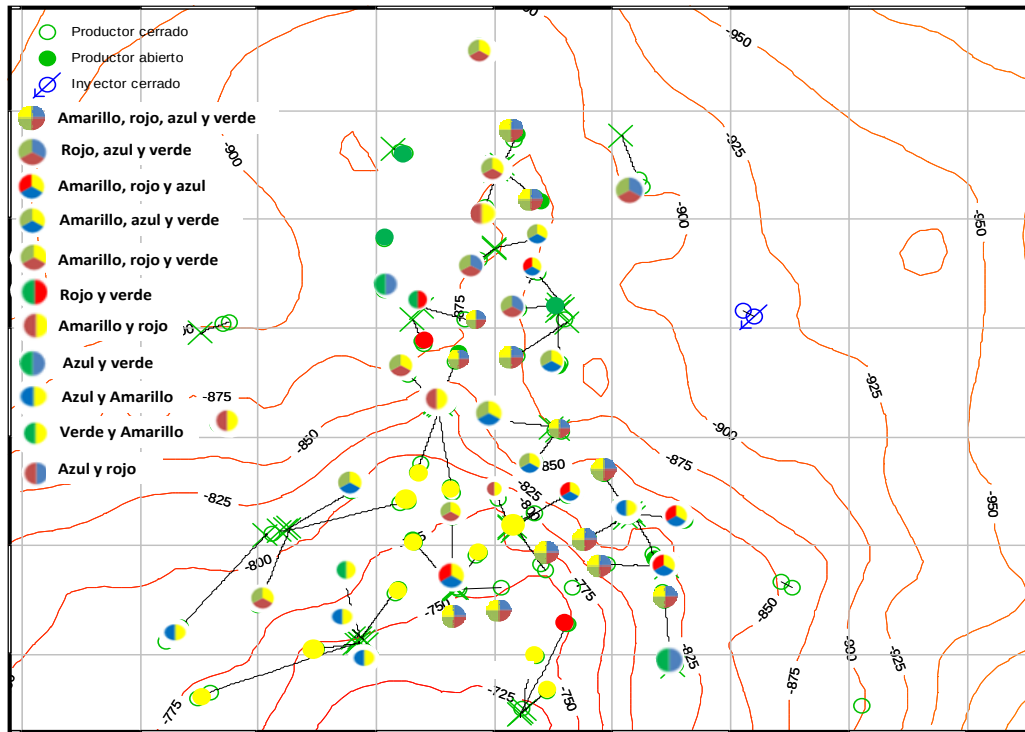


Figura 6. Mapa estructural con las arenas punzadas en Mulichinco - Volcán Auca Mahuida

En la Fm. Centenario Inferior (CI), los niveles de mayor interés son las arenas de CI-10 y CI-15 los cuales han comprobado en la gran mayoría buenos caudales y bajos cortes de agua. Hacia la zona más alta de la estructura también se ha comprobado petróleo y gas en las otras arenas: CI-20, CI-30, CI-35, CI-40, CI-45 y CI-50 (Figura 7).

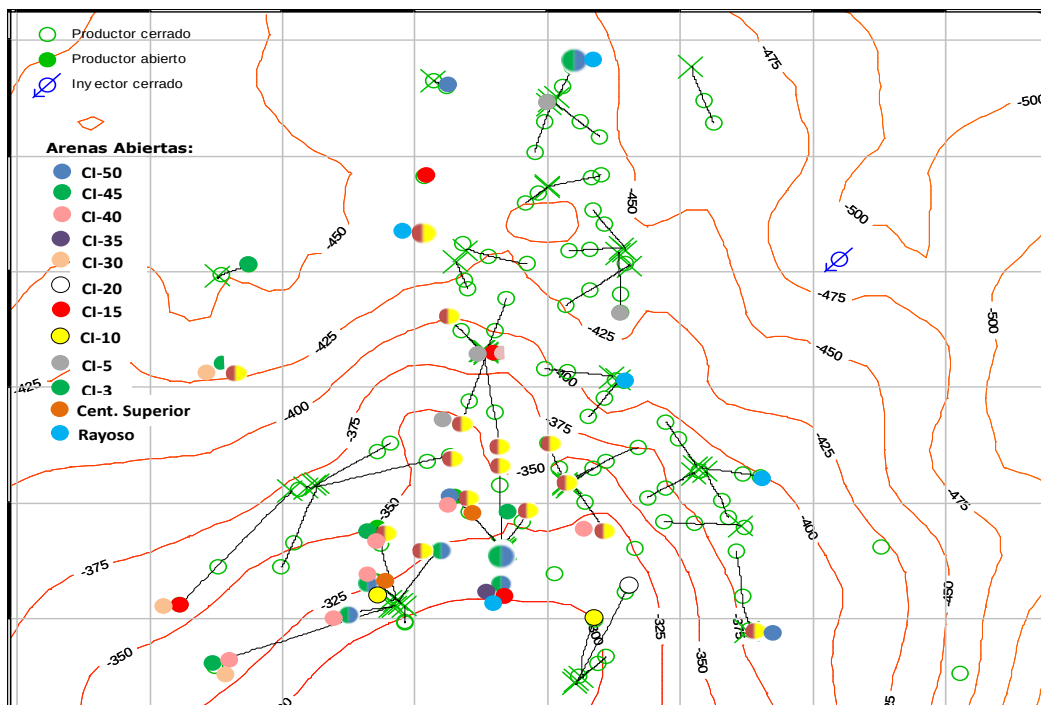


Figura 7. Mapa estructural con las arenas punzadas en Cent. Inferior (CI) - Volcán Auca Mahuida

Entre las características más importantes que presenta el campo y a considerar en el plan de desarrollo e intervención de los pozos, tenemos:

- Yacimientos Primario Multicapas con Buena Productividad de Pozos.
- Área Natural Protegida.
- Limitaciones de cantidad y tamaño de Locación. (Relieve /ANP).
- Desarrollo Mayoritariamente con pozos dirigidos desde Locaciones Múltiples (4-6 Pozos).
- Cierre de pozos vecinos por Intervención de WO.
- Contingencias Climáticas Invernales (Viento, Nieve).

Propiedades de los fluidos.

Con la finalidad de definir las propiedades de los fluidos de formación, desde su comienzo del desarrollo del campo se han venido realizando toma de muestras de fluidos en las principales arenas o capas de las formaciones tanto en Mulichinco como Centenario Inferior.

Entre las propiedades más importantes y que caracterizan estos fluidos, tenemos:

- En ambas formaciones, la presión actual del yacimiento se encuentran en condiciones prácticamente originales, por lo que se consideran como un yacimiento sub-saturado ($P_{yac} > P_b$).
- El petróleo analizado en las capas es un crudo liviano que se encuentran en el rango API entre 34-36°.

Presiones de Reservorio.

Para determinar las condiciones originales y el estado actual de la presión del yacimiento se ha venido adquiriendo información de la presiones de cada capa o arenas productoras a través de las mediciones de presiones RFT, gradientes estáticos y de restauración de la presión (Build up) obtenidos en todos los pozos perforados. (Figura 8)

En general, la Formación Centenario Inferior presenta el mismo gradiente original de la Formación Mulichinco. Observando que las principales arenas productoras un moderado nivel de depletaciones, siendo validado por los datos obtenidos en los últimos pozos perforados en los últimos años. Lo que ha ayudado a definir la compartimentalización en el yacimiento.

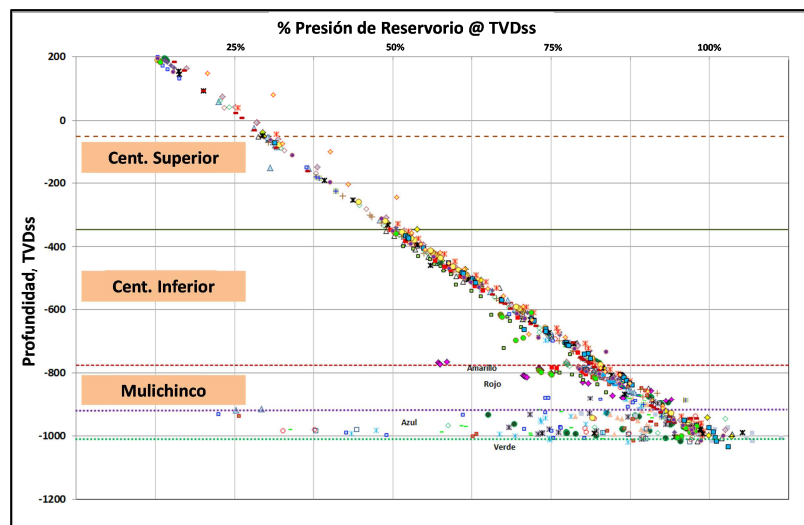
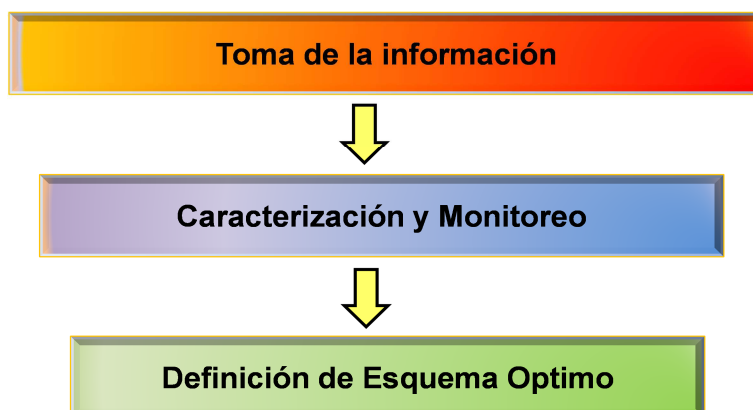


Figura 8. Datos de presiones RFT de todos los pozos - Volcán Auca Mahuida

A diferencia del resto de las capas abiertas del centenario Inferior, los valores obtenidos en las arenas de los miembros Azul y Verde presentan mayor dispersión en un rango de presión. De acuerdo con los valores que se han obtenidos de presiones, se estima un mecanismo de producción de tipo sub-saturado con efecto de gas en solución, sin un empuje hidráulico.

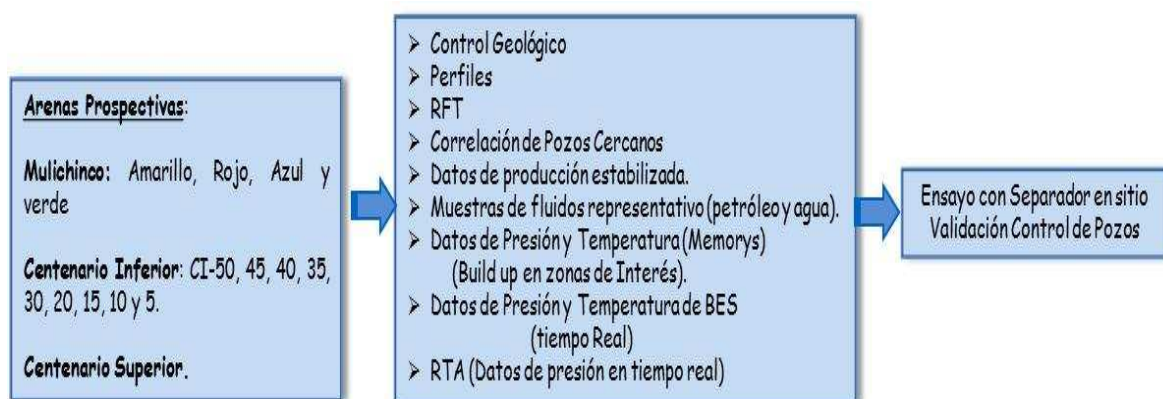
METODOLOGÍA

La optimización de las terminaciones de los pozos nuevos así como las reparaciones se base en el siguiente esquema:



Toma de información.

Con la finalidad de caracterizar cada arena productora en el reservorio, se procedió con la adquisición e integración de los datos, bajo el siguiente esquema:



Entre los años 2014 y 2016, se han perforados 14 pozos. En los cuales se han tomados información en cada arenas prospectivas. Durante la terminación o reparación de los pozos, se ha implementado un procedimiento para la adquisición de información de presión y temperatura de fondo en cada arena prospectiva punzada. Realizando en la mayoría de los casos cierres cortos o mini-Build up (optimización de los tiempos y costos) con la finalidad de obtener datos de la formación y borehole como P^* , K, eficiencia de drenaje daño (skin) y ΔP Skin. Llegando en algunos caso identificación de límites de bordes como fallas o barreras geológicas.

El procedimiento consiste en:

1. Se baja el siguiente esquema, desde arriba hacia abajo estarían las tuberías + empacadura (Pkr) + portadora de sensores de presión + cabeza detonadora + cañones TCP.
2. Se punza y comienza el ensayo; una vez que llegamos a los parámetros estabilizados de los caudales, se realiza un cierre en superficie que puede durar entre 6 a 12 horas.

Existiendo en algunos casos, por contingencias climáticas o de carácter gremial, extensión de las horas de cierres, realizando ensayos prolongados. Hecho que ocurre con frecuencia por las característica presente en el campo. Convirtiendo estas horas no programadas (NTP) en captura de información.

En la experiencia adquirida en la toma de Build up, en algunos casos no se ha llegado a la zona radial con los tiempos utilizados para los cierres. Pero conociendo la presión y permeabilidad de cada arena evaluada, se ha podido extrapolar la información obteniendo valores representativos. En la actualidad, se está definiendo los tiempos óptimos para cada arena o formación.

Adicionalmente, se ha venido observando valores altos de finos en algunos pozos, que pudiera ser la causante del taponamiento de algunas arenas. Generado por el desprendimiento por incompatibilidad entre los fluidos utilizados en el pozo y las arcillas presente (Ilitas y Caolinita). Es por ellos, que en la actualidad se está utilizando como fluidos de completación o terminación gasoil, observando cambio importante en la productividad de las capas.

Caracterización y Monitoreo.

Con la información adquirida, se procede con la evaluación y caracterización de las formaciones, a través de los siguientes procesos:

- Comportamiento de presión a través de los datos por capas RFT y gradiente estático / restauración de presión B.U, definiendo posible daños de cada capas o arena prospectivas. Así como, definición de las unidades hidráulicas, datos que alimenta los modelos dinámicos de reservorios.
- Evaluación petrofísica actualizada.
- Pozos con bajo recobro y disponibilidad de reservas remanentes.
- Análisis de la producción a nivel pozo y bloque: acumuladas, radios de drenaje, declinaciones.
- Correlación con pozos vecinos, comparando arenas, respuestas de perfiles y ensayos.
- Análisis nodal multicapa para definir potencial del pozo.
- Taponamiento por arenamiento o migraciones de finos, carbonatos, parafinas, emulsiones. Toda muestra se ha enviado a laboratorios para su caracterización.
- Condición mecánica de los pozos.

Los principales elementos considerados para las propuestas a intervención son:

- Presencia de pozos por debajo del potencial productivo del área/bloque.
- Presencia de petróleo no drenado en zonas desarrolladas, mediante apertura de nuevas arenas.
- Disminución del corte de agua y/o gas a través de la aislación de capas, priorizando capas con mayor aporte de petróleo. En el caso del yacimiento VAM, por efecto de drenaje y movimientos de los fluidos, en la actualidad existen algunos pozos con alto corte de agua y/o gas, en especial en aquellos con alta acumuladas.
- Recuperación de producción y eliminación del posible daño a través oportunidades de estimulación y/o re-punzados con cañón de alta penetración TCP.
- Evaluación de los fluidos producidos (agua / petróleo) en las diferentes formaciones.

- Toma de decisiones, jerarquización bajo criterios de riesgo, de incertidumbre y parámetros económicos.

Originalmente, la producción estuvo enfocada en las arenas de la Formación Mulichinco y en la actualidad es puesta a producir en conjunto con la Formación Centenario, con aporte de agua. En análisis realizados con las diferentes muestra fluido – fluido y roca – fluidos se ha determinado incompatibilidad del agua entre las muestras de los pozos completado del Centenario. Observando incrustaciones en los equipos de extracción y a nivel de wellbore en algunas capas, como lo indican los análisis de presiones (Build up) realizado donde ha mostrado daño.

Por otro lado, se han realizados análisis de difracción de rayos x y estudios de testigos laterales en algunos pozos de la Form. Centenario y sobre muestras de un pozo completado en Mulichinco y centenario Inferior. Los resultados indicaron que el mineral predominante es la Illita, así como inter-estratificados irregulares conformados por 80% illita y 20% smectita (Figura 9).

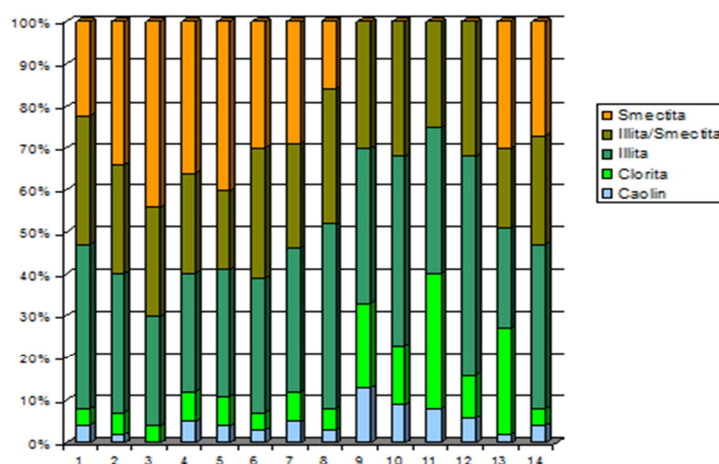


Figura 9. Minerales de arcilla identificada en muestra de un pozo productor de Mulichinco.

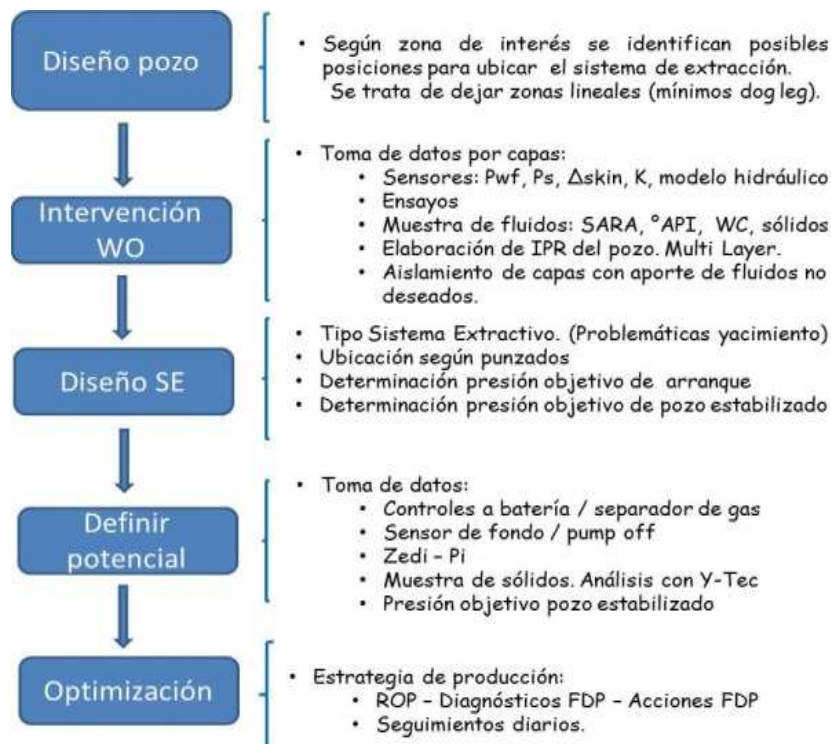
Actualmente los pozos con AIB son dosificados con inhibidores por baches y recirculado, y las BES (con mayor inconveniente) mediante capilar en fondo y en algunos casos un segundo punto de dosificación por directa.

Los análisis realizados en laboratorio han indicado que las arenas son muy sensibles a la exposición de los fluidos de tratamiento. Varios de los aditivos usados han generaban emulsiones. En estos puntos de esta todavía trabajando con un equipo multidisciplinario de YPF para su mejoramiento.

Además, se han considerado los estudios de DRX efectuado a los sólidos obtenidos luego de las intervenciones de los pozos POZO-1 y POZO-2, pozos presente en los casos de este informe.

Definición y Esquema Óptimo.

En esta etapa se define los diferentes esquemas óptimos para tratar de obtener los caudales máximos a obtener con la mayor eficiencia de las tecnologías disponibles considerando la potencialidad productiva de la formación y maximizando su rentabilidad. Así como la incorporación de reservas.



En general, se venido optimizando los procesos o etapas que conforma los procesos de terminación y reparaciones, incluyendo la etapa de adquisición de la información para la caracterización de los yacimientos.

En resumen, tenemos:



Casos históricos.

1.- POZO-1:

El POZO-1 fue perforado y completado entre marzo y abril de 2011 con objetivo Centenario Inferior (CI) y Mulichinco. Posteriormente fue intervenido en los años 2011, 2012 y 2014 por problema con la BES y caída abrupta de la producción. En marzo del 2015 se intervino con WO, donde se realizó ensayos selectivos por cada arenas (producción / B.U), re-punzaron distintas zonas y se efectuó dos fracturas en las principales arenas de Centenario y dos ácidos en Mulichinco. En lo que respecta a Centenario Inferior (CI) se realizó un ensayo TST a través del cual se comprobó que se encontraba dañada. (Figura 10)

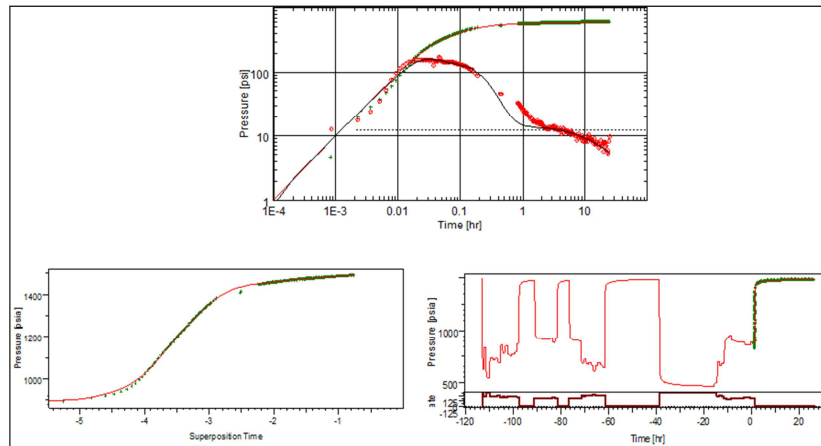


Figura 10: Build up con cierre en fondo TST zona de Formación Centenario Inferior (CI).

Resultados obtenidos, indicaron presión cercana a la original y la permeabilidad efectiva en el orden de las obtenidas por núcleos e interpretaciones petrofísicas. Con un valor del daño de +18 (alto daño).

Evidenciado el daño en la formación con el ensayo TST, se procedió a realizar una fractura para by-pasear el daño existente. Luego, se chequeo fondo encontrado los intervalos taponado por arenas de fractura, por lo que se realizó una limpieza. El pozo quedo en producción con sistema de extracción B.E.S.

Intervención con Workover 2015

El objetivo de la reparación fue recuperar producción de Centenario Inferior (CI) y Mulichinco. Se utilizó fluido Gasoil para evitar posible daño en las formaciones por incertidumbre en el fluido que se utilizó durante las intervenciones con Pulling previas y por antecedentes en los demás pozos de la zona.

Se re-punzaron y ampliaron con TCP las zonas dañadas en Centenario Inferior (CI) y Mulichinco. Se evaluaron selectivamente las zonas de Centenario Inferior y Mulichinco, se realizaron build up (6-12 horas cierre) en cada arena abierta.

Con la finalidad de verificar la efectividad del monitoreo de pistoneo con sensores, se decide realizar un ensayo TST con cierre en fondo de 50 horas en la capa de Centenario Inferior (CI) en la que previamente se había realizado el 1^{er} cierre corto y a su vez evaluar los resultados de la fractura realizada durante la terminación. (Figura 11)

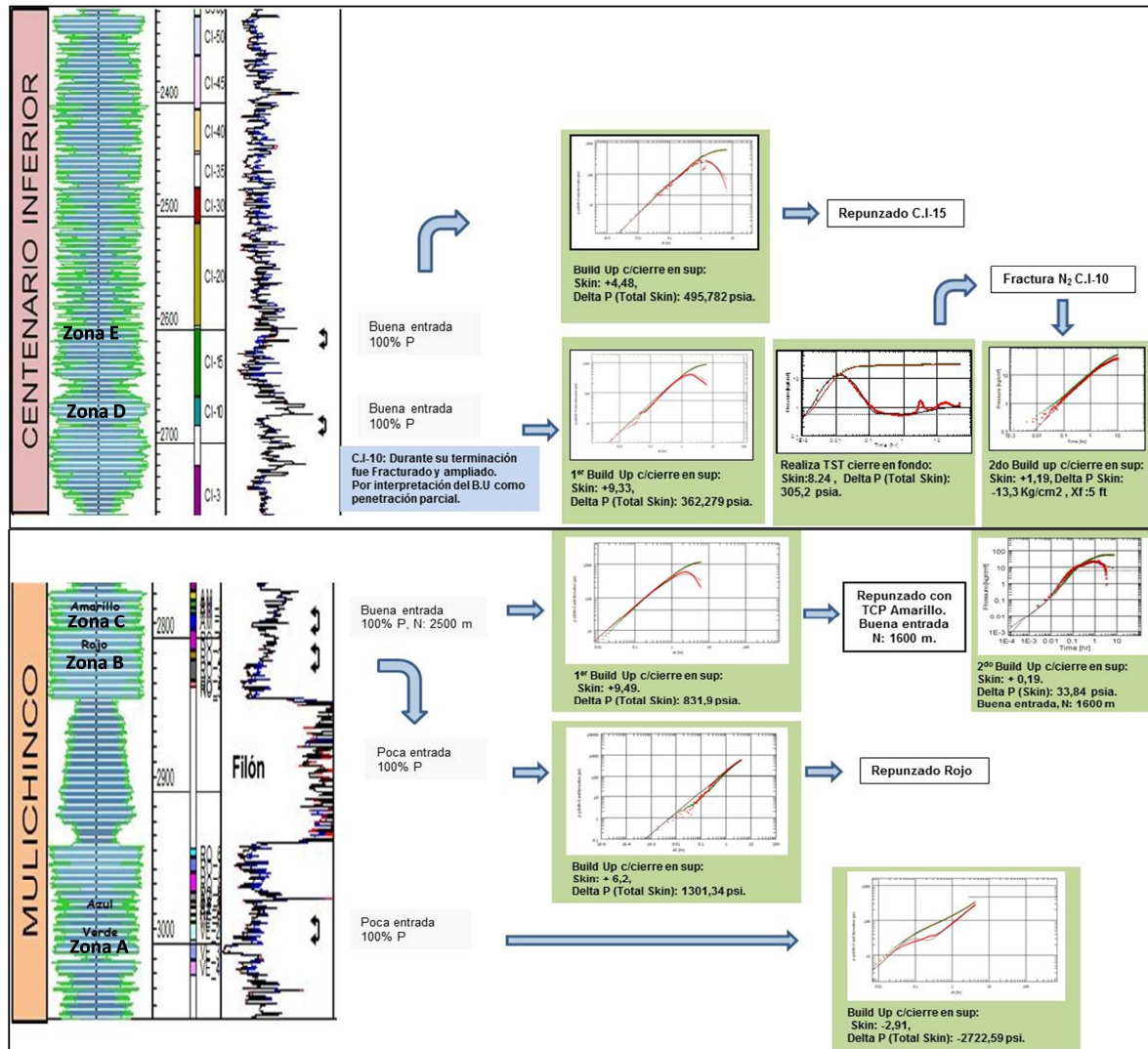


Figura 11: Esquema de intervención realizada al POZO-1 en Marzo 2015.

El TST mostro un daño $S=+22$ indicando que la fractura hidráulica no había sido efectiva y validando lo obtenido en el 1^{er} cierre corto. Para revertir el daño presente en la capa de Centenario Inferior, se procedió a realiza otra fractura energizada con N₂, pero la misma no fue exitosa de acuerdo al ensayo posterior (Caudal y Nivel bajos). Un 2^{do} cierre corto (B.U) corroboró que la obstrucción en el reservorio aún permanecía pero en un menor grado (Skin: +1,19).

Por estos motivos, se decide que las demás zonas abiertas (CI y Mulichinco) sean re-punzadas con TCP, como búsqueda de nueva alternativas. El resultado obtenido en el nivel amarillo fue positivo ya que el nivel en el ensayo pasó de constatare en 2500 mbbp a 1600 mbbp. Las demás zonas se re-punzaron de manera convencional (sin ensayo posterior) ya que al momento de efectuar la operación no había disponibilidad de cabezas detonadoras de TCP.

Resultados Build Up

Del análisis de los datos, la duración de los cierres cortos (BU) no permitió alcanzar el flujo radial, por lo que en los mejores casos (Zonas C, D y E) se asumió como válido un valor que permitiera un ajuste coherente del modelo, correlacionando con los valores de la presión (RFT) y permeabilidad de las capas.

En general, la información de los cierres cortos sería una aproximación a las condiciones de fondo. Pero ha sido de gran utilidad para efectuar interpretaciones preliminares y observar la tendencia en el recupero de presión y las presiones dinámicas durante el pistoneo, datos importante para elaboración de las IPR de cada pozo y definición del sistema de extracción a utilizar.

Formación Mulichinco:

Zona A:

No se supera el almacenaje de pozo.

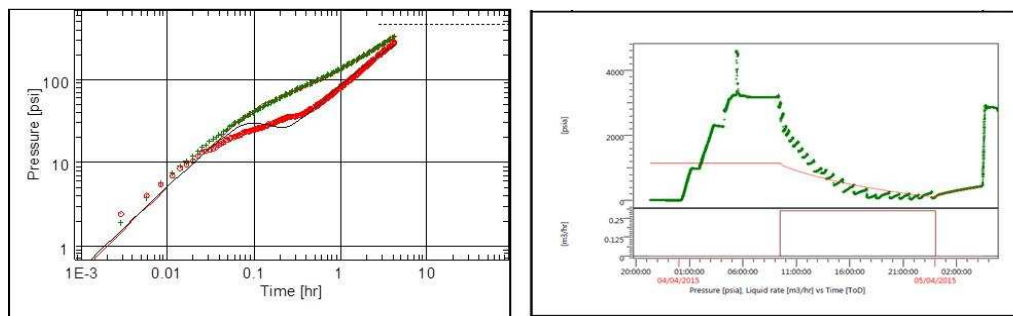


Figura 12: Fluyente con cierre en Superficie, Zona “A”.

Zona B:

Al igual que el caso anterior, la derivada no supera la zona de dominio del almacenaje de pozo, caracterizada por pendiente unitaria en curvas dp y derivada. (Figura 13)

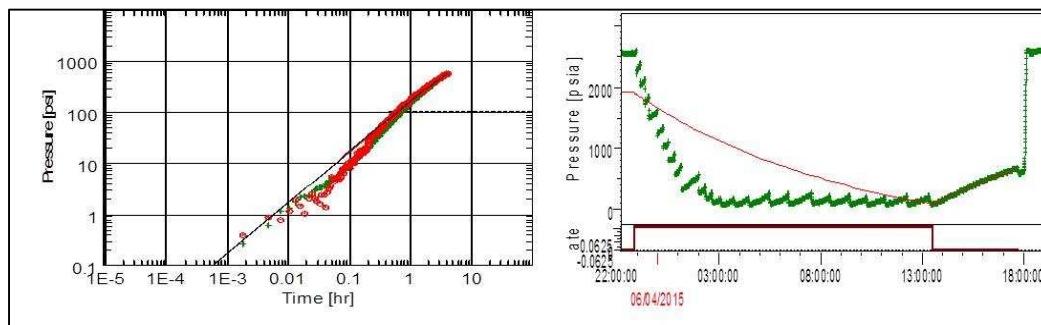


Figura 13: Build Up con cierre en Superficie, Zona “B”.

Cabe destacar que los BU de los niveles de Mulichinco no llegaron a superar el almacenaje del pozo pero los parámetros de ensayo indicaban menor aporte en comparación con la terminación.

Zona C: (1^{er} cierre corto)

Se superan efectos de almacenaje, pero no se alcanzó de flujo radial para estimar k.h. (Figura 14)

Extrapolando a la presión de la capa y con la permeabilidad promedio de la arena, se determinó un **Skin: + 9,5**, con una disminución de Presión de 59,63 kg/cm² (Delta P Skin).

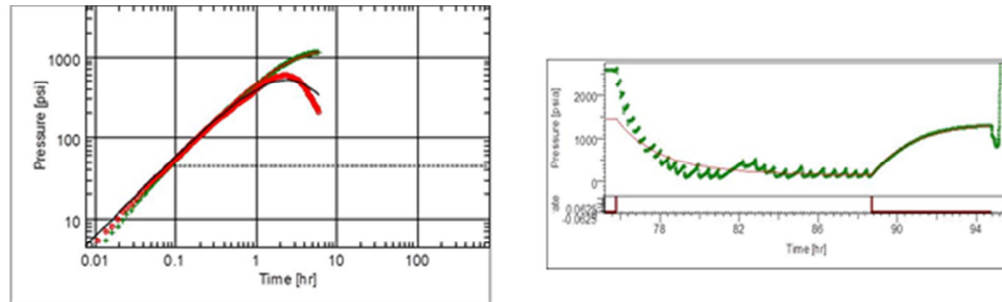


Figura 14: Build Up con cierre en Superficie, Zona C.

Formación Centenario Inferior (CI):

Zona D: (1^{er} cierre corto)

No se alcanza flujo radial (Figura 15).

De igual forma a lo calculado en la zona C, se pudo determinar un **Skin: +9,33**, asociado a una disminución de Presión de 25,48 Kg/cm² (Delta P Skin).

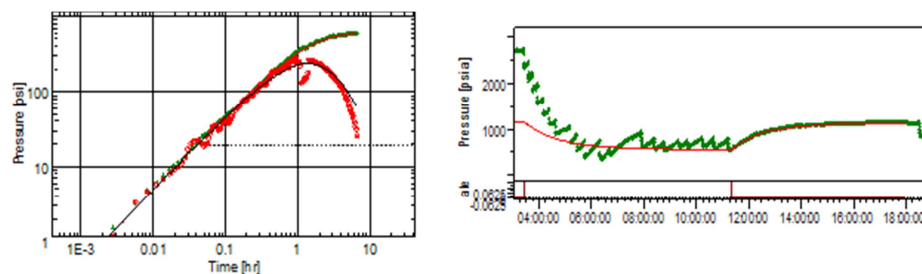


Figura 15: Build Up con cierre en Superficie, Zona D.

Zona E:

Mismo comportamiento descrito en la zona D (Figura 16).

Se determinó un **Skin: +4,48**, asociado a una disminución de Presión de 34,86 Kg/cm² (Delta P Skin).

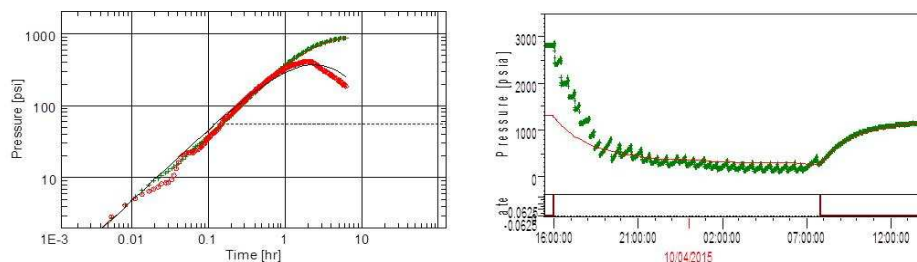


Figura 16: Build Up con cierre en Superficie, Zona "E".

A continuación se muestra un resumen de datos de los sensores y maniobras realizados:

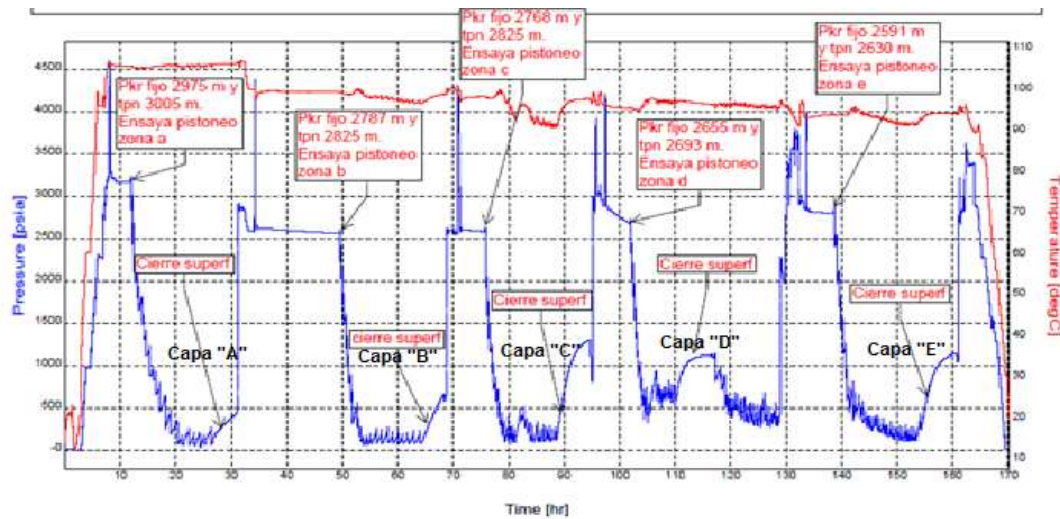


Figura 17: Monitoreo de pistoneo con sensores, ensayos capa “A,” “B,” “C,” “D,” “E” y “F”.

ENSAYO TST CAPA “D” CI-10, FM CENTENARIO INFERIOR

A partir de los análisis realizados, se estima que la zona “D” de Centenario Inferior, se encontró dañada. Para corroborar el ajuste de las interpretaciones a partir de los Build up de cierre corto con un build up extendido (cierre en fondo), se decide realizar un TST. Se efectuaron 11 horas de fluencia hasta estabilizar parámetros y luego se cerró el pozo por 50 horas con válvula de cierre en fondo.

En el build up se observa una presión final del cierre cercana a la presión original (Figura 18). La evolución de la presión luego del build up es abrupta, denotando cualitativamente un valor de daño en la formación.

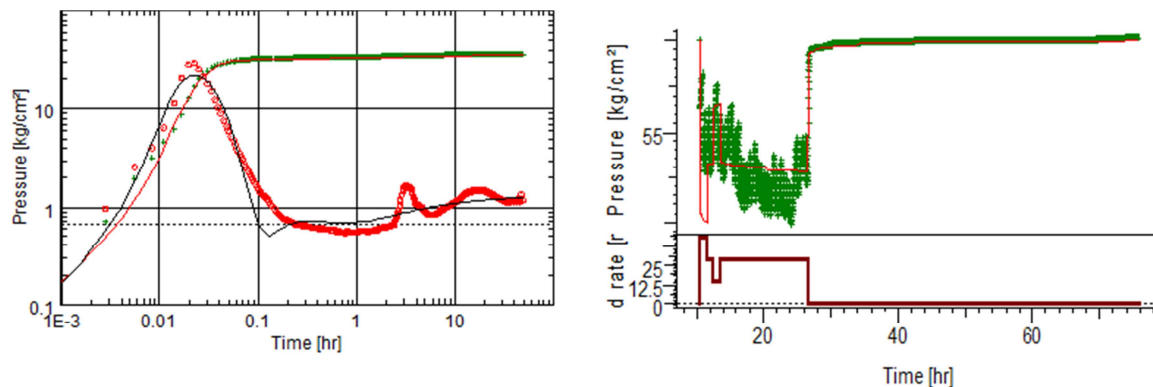


Figura 18: Build Up con cierre en fondo capa “D”.

En el Grafico Log-Log (Figura 18) se ve superados los efectos de almacenaje de pozo observando una estabilización horizontal a partir de las 12 horas de cierre. Se aprecia dos quiebres en la

tendencia que se atribuyen inicialmente a fenómenos de pozo, no considerándose para el ajuste del modelo.

Para el ajuste se adoptó un modelo de pozo vertical con un efecto de fractura hidráulica y una falla conductiva como límite con los siguientes resultados:

Skin (Total): +22,3, asociado a una caída de presión de $24,55 \text{ kg/cm}^2$ (Delta P Skin).

Xf: 7,7 m y L: 77 m.

Cabe destacar, que tanto el **1^{er} cierre corto** realizado anteriormente y el build up extendido, no es claro el efecto de la fractura realizada a la arena.

Después de la segunda fractura energizada con N_2 , se procedió el **2^{do} cierre corto** (Figura 19). A pesar de no haber alcanzado flujo radial, se extrapoló a las presiones obtenidas en los build up anteriores, se obtuvo:

Skin: +1,19, con un Delta P Skin: $-13,3 \text{ Kg/cm}^2$ y Xf : 15,25 m.

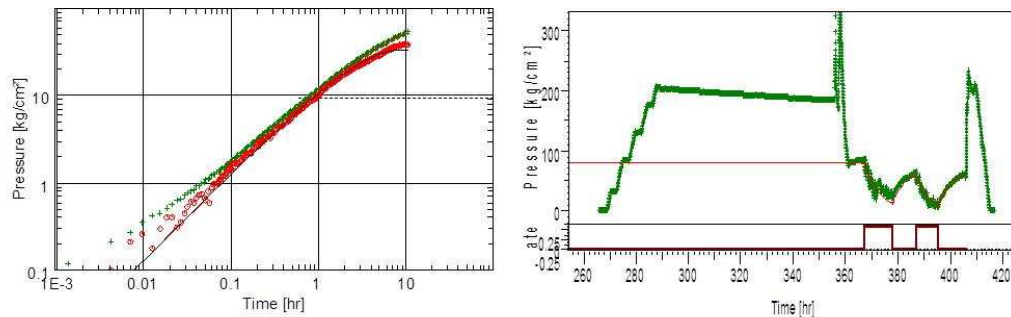


Figura N° 19: 2do Build Up con cierre en sup., Capa CI-10, Fm Cent. Inferior.

El mismo corroboró que la obstrucción en el reservorio aún permanecía pero en un aparente menor grado (**Skin: +1,19**).

BUILD UP MULICHINCO.

Posterior al Repunzado con TCP de la zona “C” de Fm Mulichinco: se recuperó nivel y como se puede ver en la Figura 20 y 21, hay un aumento de la presión dinámica con respecto al build up con cierre en superficie del ensayo previo al repunzado.

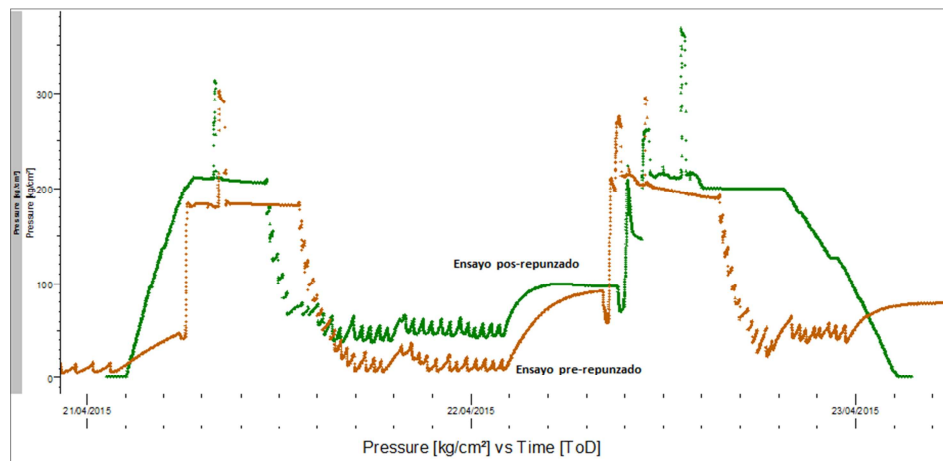


Figura 20: Comparación Build Up. En naranja post repunzado con TCP y en Verde el ensayo previo.

Al observar el gráfico lineal de presiones en comparación con el build up realizado al mismo intervalo, se aprecian mayores valores de presión dinámica, denotando cualitativamente un descenso del valor de skin.

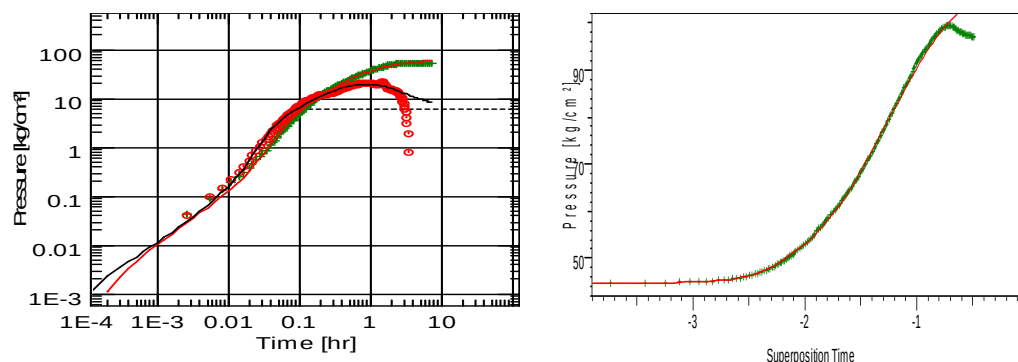


Figura 21: 2^{do} Build Up con cierre en superficie Zona “C”.

Asumiendo una permeabilidad obtenida en el primer build up, el skin resultante se reduce de 9,49 a 0,193.

Análisis de Producción:

Curva de Producción histórica POZO-1

El pozo se enganchó el día 18 de junio del 2011 y se caracterizó por mostrar desde sus inicios inconvenientes con la bomba electrosumergible que resultaron en diferentes intervenciones con Pulling hasta que a comienzos de 2012 se solucionan los inconvenientes con el sistema de extracción, posteriormente estudio realizado en conjunto con los especialistas en daño de formación y técnicos de la Cía. develando una incompatibilidad entre las condiciones de presión y temperatura del reservorio con el producto químico dosificador ubicado en el capilar de la B.E.S. que formaba incrustaciones en las diferentes partes de la bomba.

En Febrero de 2014, se interviene nuevamente por falla de B.E.S. y se deja en producción a mayor régimen con caudales de 120 m³/d, un corte de agua del 2% y sumergencia promedio de 210 m (Figura 22). En Diciembre de 2014, se comienza a observar una disminución en la producción gradual y en Febrero del mismo año se realiza un control evidenciando una pérdida del 50% del caudal bruto. En Abril de 2015, se interviene con Workover obteniendo excelentes resultados, actualmente el pozo produce 100 m³/d, posee un corte de agua del 3% y sumergencia promedio de 470 m.

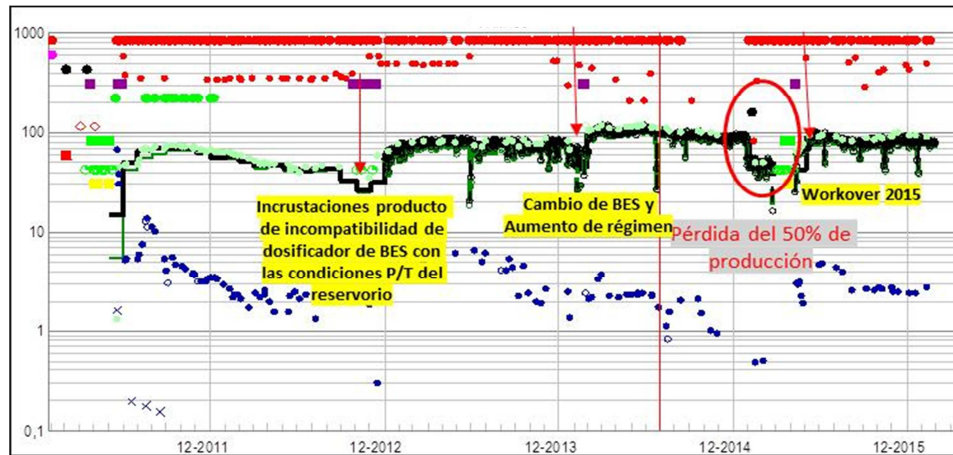


Figura 22: Curva de producción histórica POZO-1

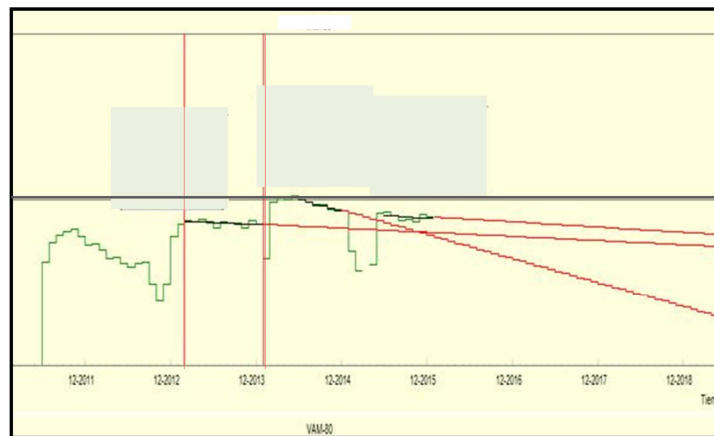


Figura 23: Comparación de Declino de los tramos de estudio del POZO-1

Como se puede visualizar en la Figura 23, el pozo muestra cuatro comportamientos marcados; el primero tramo es el reflejo de los problemas que se tuvieron con productos que se utilizaron para dosificar, generando incrustaciones y por tal motivo una intervención no programada (periodo 2011-2021). El segundo periodo, refleja estabilidad en la producción y presión de fondo, con un declino estable, viéndose interrumpido por una falla en la B.E.S. En esta última intervención y a raíz del buen comportamiento del pozo, se decide hacer una mejora extractiva bajando un equipo para que este dentro del rango mejorando la eficiencia. En este periodo se realizan un incremento progresivo del régimen.

En las Figuras 24 y 25, se observan cómo evoluciona la presión y a frecuencia en el los distintos aumante de régimen.

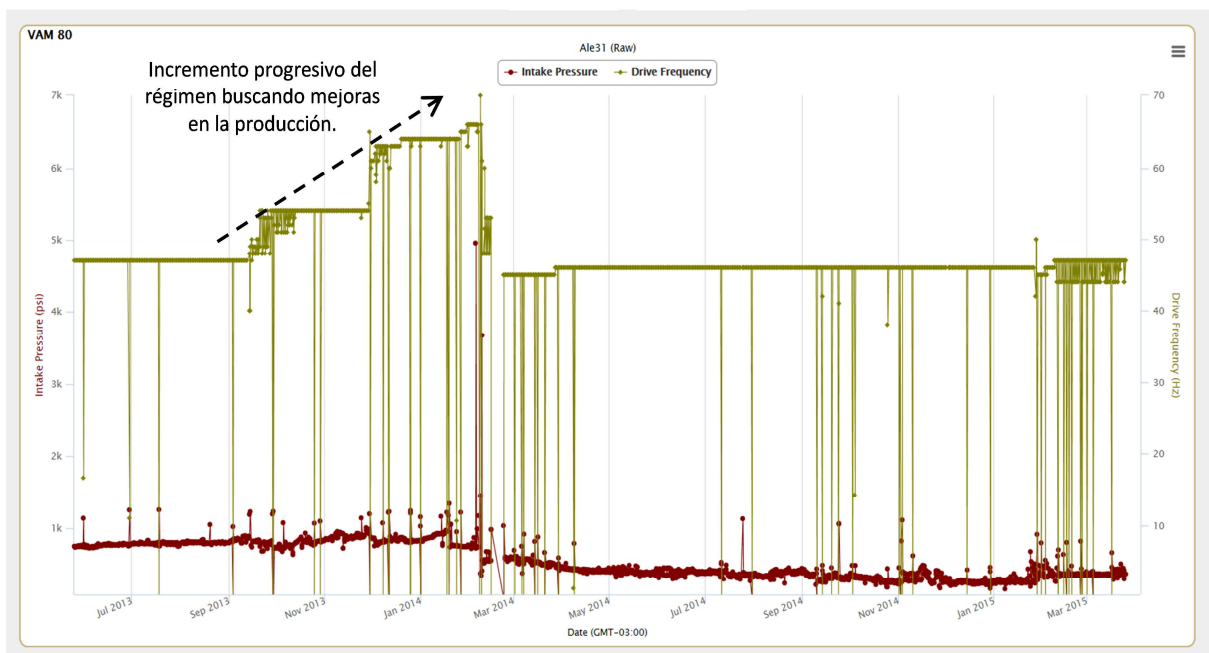


Figura 24: Presiones de Entrada y Frecuencia de la Bomba

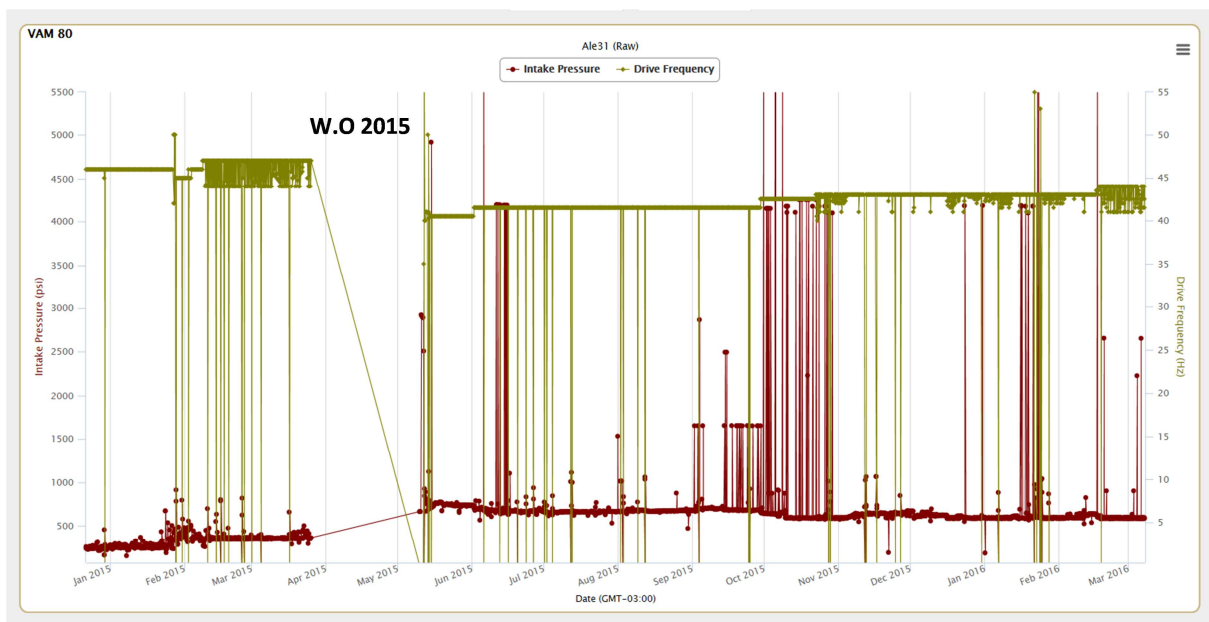


Figura 25: Presiones de Entrada y Frecuencia de la Bomba

Después de la reparación del 2015, el pozo se mantuvo en un proceso de optimización de la producción con incremento progresivo del régimen, logrando la producción estable con menor declinación en comparación al comportamiento de la producción ante del workover.

Basado en los antecedentes del pozo con la posible producción de finos y tratando de lograr un mejor funcionamiento de la bomba, se ha mantenido un esquema como se aprecia en la Figura 26 con una sumergencia controlada. Colocando la bomba aproximadamente 100 m por encima del primer intervalo punzado. Con ello, la producción se mantiene en valores optimizado sin incremento del corte de agua (3%).

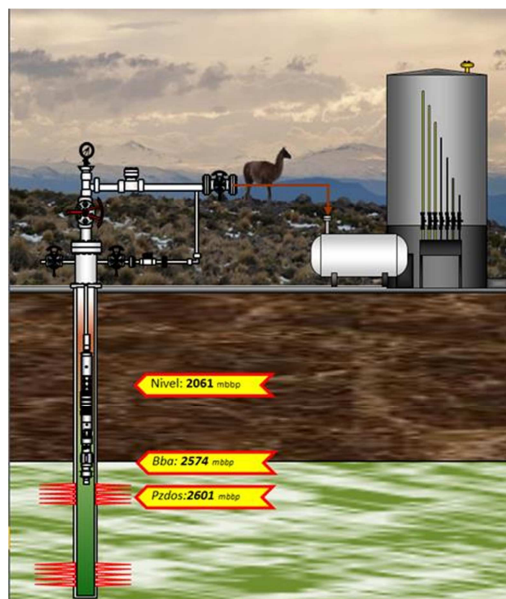


Figura 26, Esquema actual de explotación del POZO-1

2.- POZO-2:

Fue perforado y completado entre febrero y mayo de 2013, teniendo como objetivos ambas Formaciones Mulichinco y Centenario Inferior. Fue intervenido posteriormente en varias oportunidades, en los años 2013 y 2014 por cambio de BES y por problemas de taponamientos (incrustaciones). En la última intervención en octubre de 2015, se realizaron nuevos punzados con cañón de alta penetración TCP, se extrajeron y muestrearon sólidos, además de realizar pruebas de restauración de presión (Build Up) para evaluar y/o reparar daños en capas de interés.

Una vez puesta en producción, presentó varias entrada por problema con la B.E.S, siendo la última intervención en junio del 2014 donde encontró problema de incrustaciones. En Noviembre del 2014, se ensayó con separador en sitio obteniendo una producción de: 38,5 m³/d, RGP: 37 m³/ m³ sin aporte de agua.

Análisis de presión RTA y Build up:

Con los datos de producción y presión fluyente de fondo histórico del pozo, se realizaron diferentes corridas hasta obtener una buena correlación con los caudales líquidos y las acumuladas, Figura 27.

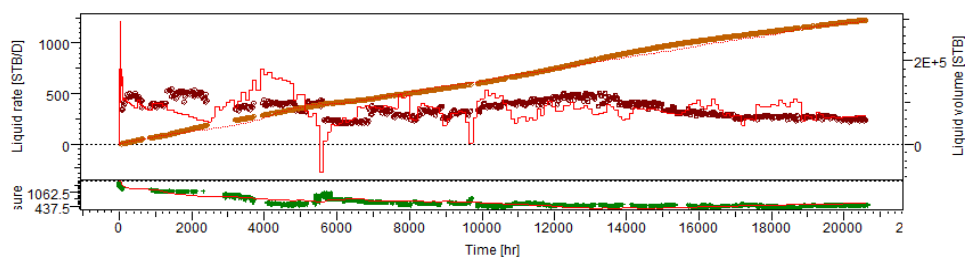


Figura 27: Comparativa de producción / presión histórica del Pozo-2 simulado con RTA.

Se realizó un modelo de 2 capas, una para las arenas abiertas en Centenarios Inferior y otro para Mulichinco.

Los resultados indicaron que a pesar de haber realizados una fractura en Mulichinco los datos de Skin dieron alrededor de 1. Por lo que se estima que pudiera tener daño. Por otro lado, se obtuvo un buen cotejo con otros modelos.

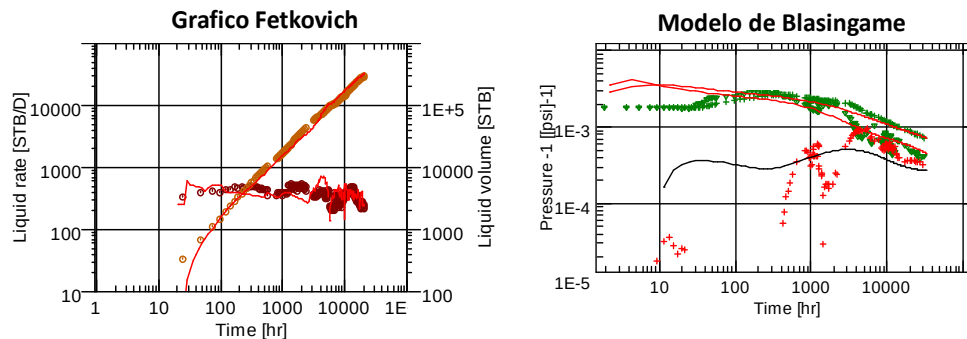


Figura 28: Gráficos de ajuste con los modelos de Fetkovich y Blasingame a través del simulador.

Adicionalmente, se realizó un cierre para un análisis de restauración de presión a todos los intervalos abiertos, los resultados indicó un daño de 21,2 (alto daño) y una permeabilidad efectiva que coteja muy bien los datos obtenidos del análisis RTA y los gráficos de Fetkovich y Blasingame.

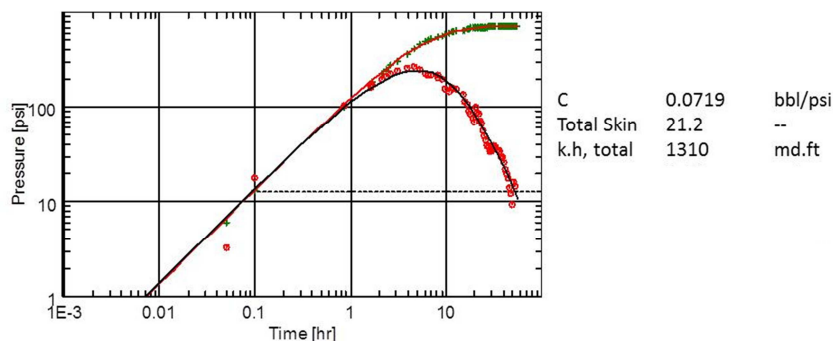


Figura 29: Gráficos de diagnóstico del build up – pozo POZO-2.

Análisis de Workover 2015

Con base a los resultados obtenidos de los análisis RTA y Build up realizado donde se observó daño y mayor potencial de producción, aunado a los antecedente de taponamiento por incrustaciones, al hecho de que los pozos no fueron punzados con cañón de alta penetración TCP, se procedió a realizar un Workover en octubre de 2015, se desarmó la BES de la cual se muestrearon sólidos, se punzaron y repunzaron con TCP las diferentes arenas de **Centenario Inferior y Mulichinco**.

Adicionalmente, se realizó un ensayo de Build Up de 10 horas a nivel Mulichinco. Los análisis arrojó los siguientes datos: (Figura 30)

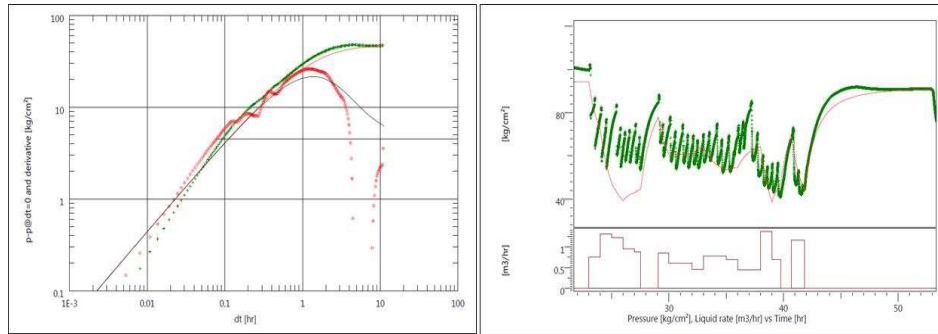


Figura 30: Interpretación BU Mulichinco

Skin: 0,2– Delta P (Total Skin): 2,4 kg/cm².

A pesar que los primeros datos obtenidos del análisis parecieran estar afectado por segregación de los fluidos y gas, el mejor cotejo indica no daño presente después del re-punzado. Cabe destacar, que caudales obtenidos post trabajo de workover dieron mejor a los obtenidos ante de la intervención con workover (Figura 31). Estos caudales concuerda bien con los valores del pozo vecino POZO-1, abriendo oportunidades para los otros pozos del área, cuyas característica de terminación son semejante, estimando posibles daños en la arenas.

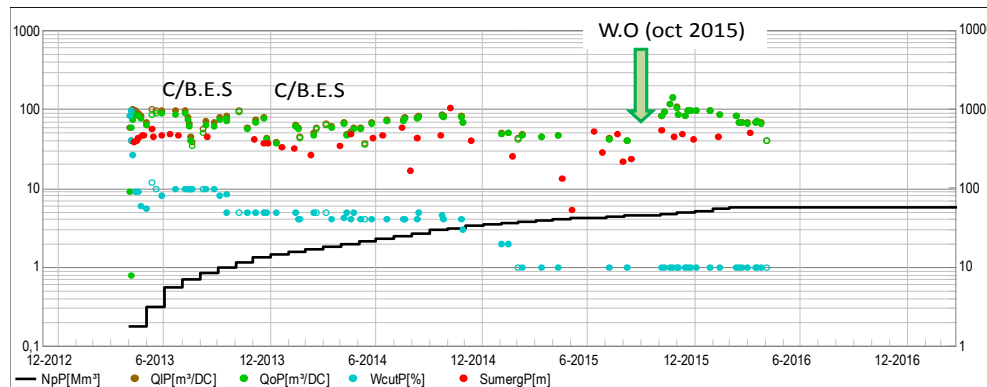


Figura 31: Comportamiento histórico de producción del pozo POZO-2.

3.- POZO-3:

Fue perforado en Febrero y terminado en abril de 2015, teniendo como objetivos las formaciones Centenario Inferior y Mulichinco.

Con las lecciones aprendidas de los ante perforados, se procedió a realizar los punzados con cañón de alta penetración TCP y se utilizó gasoil como fluido de completación. Sin necesidad de recurrir a las estimulaciones.

A todas las arenas punzadas se realizaron toma de restauración de presión B.U para su determinación de posible daño y propiedades de la roca.

Análisis de Presión Build Up:

Durante la terminación del pozo a las capas punzadas se les realizó Build Up, con cierres en las diferentes arenas productivas de Centenario Inferior y Mulichinco.

Una vez analizados sus datos, se pudieron definir los parámetros de los reservorios para:

Capa H:

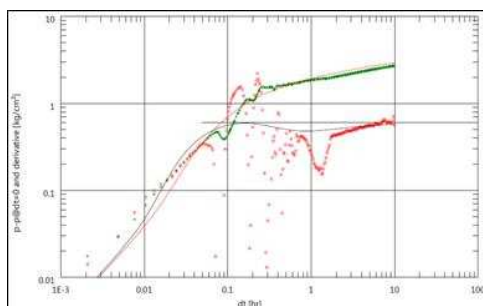


Figura 32: Gráficos de diagnóstico del build up Capa H – Centenario Inferior

Capa G:

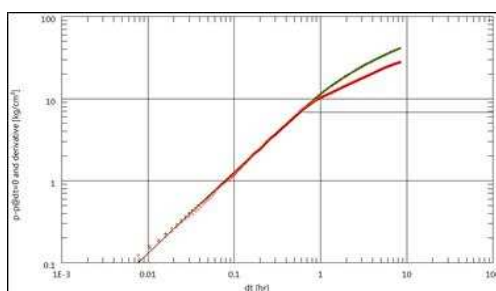


Figura 33: Gráficos de diagnóstico del build up Capa G – Centenario Inferior.

La duración del ensayo no permitió observar plenamente un flujo radial en esta capa. El k.h se basó entonces en un supuesto, y se trabajó en el ajuste buscando la presión extrapolada que concordara mejor. De acuerdo a los gráficos obtenidos es claro inferir que el pozo no tiene daño.

Capa F:

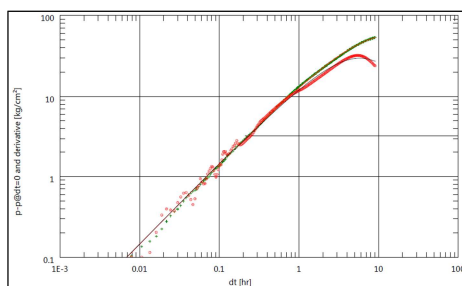


Figura 34: Gráficos de diagnóstico del build up Capa F – Centenario Inferior.

La duración del build up no permite observar en el gráfico log-log un comportamiento plenamente de flujo radial. Se asume un k.h, validado a partir de procesos de desconvolución.

Mulichinco (capa C):

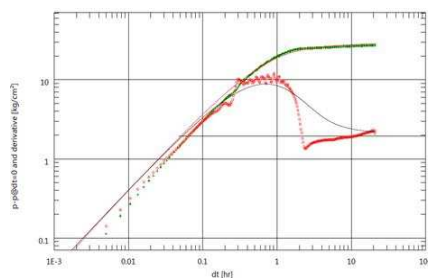


Figura 35: Gráficos de diagnóstico del build up capa C.

Con el análisis de presiones se pudo determinar el potencial de la zona, se observó la posibilidad de no realizar un tratamiento de estimulación.

Producción Histórica POZO-3

El pozo se enganchó en Junio de 2015 y se activó a producción con Bomba Electrosumergible hasta octubre de 2015, cuando por repetidas y continuas fallas, se cambió su sistema de extracción para producir por Bombeo Mecánico. Luego de esa intervención, sus valores de producción neta estuvieron comprendidos en un rango de entre 33 y 50 m³/día, con niveles alto en el orden de 1200 m. (Figura 37)

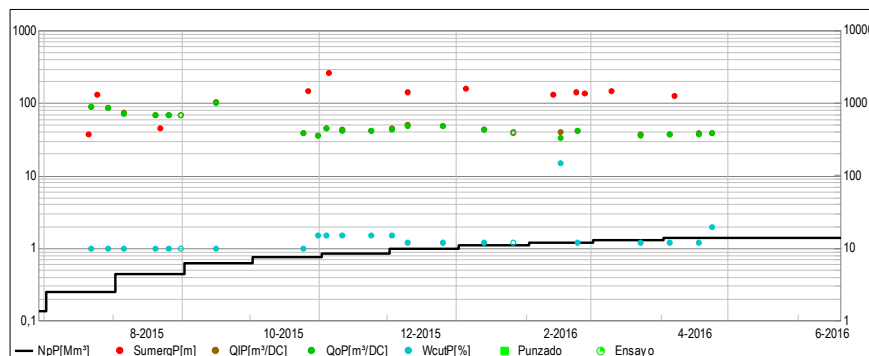


Figura 37: Curva de Producción Histórica pozo POZO-3

Por sus condiciones operativas del sistema se encuentra sub-extraído. En evaluación para su optimización.

CONCLUSIONES:

- Con la implementación de esta forma de trabajo se ha podido incrementar la productividad del yacimiento Volcán Auca Mahuida, alcanzando recuperar la producción perdida por efecto del daño o taponamientos de las principales arenas productoras. Logrando incrementar la producción en un 15% de la producción del reservorio.

- Se pudo adquirir información de las arenas de las Formación Centenario Inferior y Mulichinco, para su caracterización. Esta información servirá de actualización al estudio del activo actualmente en revisión. Por otro lado, la misma servirá de base para futuras reparaciones en el yacimiento, generando una cartera de posibles candidatos a intervención.
- Tanto la presión extrapolada como las permeabilidad obtenida de los Build up, son consistente con los datos obtenidos en los RFT y las propiedades de roca de definida en cada capas.
- La utilización de fluidos como gas-oil y cañones TCP a bajo balance para la terminación, ha repercutido en la eliminación y en algunos casos la reducción del daño mecánico encontrado en los pozos a través de las pruebas de presión. Así como, ha ayudado a prevenir una producción prematura de gas o agua de las arenas productoras.
- Con la información obtenidas con estos ensayos, se han logrado mejoras en las toma de decisiones al momento de seleccionar el Sistema Extractivo frente a los ensayos convencionales, lo que repercute en una mayor eficiencia y optimización de la producción.

Pasos a seguir:

Siguiendo una metodología de trabajo interdisciplinaria, entre reservorios, perforación, workover, estimulación y producción, se plantean las siguientes estrategias y desafíos:

- Continuar trabajando en la optimización de maniobras operativas de terminación y completación de pozos, tanto en la selección de aquellas que resulten más adecuadas, como en sus tiempos de realización.
- Continuar con la optimización de los punzados con TCP, en particular en las arenas de la Fm. Centenario, por la característica de presentar en las arenas CAP y/o CGP cercana a los intervalos abiertos, y así evitar posibles canalizaciones de los fluidos no deseables.
- Continuar con los análisis de RTA, para afinar pronósticos y compararlos con la evolución de los parámetros del pozo.

BREVE CV DE LOS AUTORES

Nombre: Nelson E. Chirinos Peña

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Petróleo – Universidad del Zulia, Venezuela

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: PDVSA, Phillips Petroleum, Petrobras Energía, Tecpetrol, Repsol, Petrofac y actualmente en YPF S.A

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorio VAM

Nombre: Alejandro Tripodi.

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Petróleo – Universidad Nacional del Comahue, Argentina.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: PCR SA; YPF S.A

Cargo actual en la empresa: Líder de Reservorios Operativo VAM

Nombre: Pablo Rodríguez.

Título y lugar de estudio: Ingeniero Electromecánico – UTN Facultad Regional Mendoza, Argentina.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Baker, YPF S.A

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Producción VAM