

AUMENTO DE PRODUCCIÓN Y REDUCCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS SISTEMATIZANDO LA CONFIABILIDAD Y OPTIMIZACIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS MADUROS (EL TRAPIAL / ARGENTINA)

Matías La Salvia (Chevron – mllm@chevron.com)

Sinopsis

El Yacimiento El Trapial se encuentra ubicado en el Noroeste de la Cuenca Neuquina, al Norte de la Provincia de Neuquén, Argentina. El OOIP se estimó en 190 Millones de m³ y forma parte de una de las zonas más productivas de Argentina, próximo a otros yacimientos importantes como Chihuido de la Sierra Negra y Puesto Hernandez. El yacimiento fue descubierto en 1991 por Petrolera Argentina San Jorge con la perforación del pozo ChT.x-1.

El yacimiento cuenta aproximadamente con 1050 pozos perforados, de los cuales 800 se encuentran activos (500 Productores y 300 Inyectores). La producción actual de petróleo alcanza los 1600 m³/d con un corte de agua del 97% y la acumulada actual es de 60 millones de m³ de petróleo.

Dado el estado avanzado de madurez del yacimiento, el trabajo para **minimizar la declinación de la producción y reducir el costo operativo** se enfoca principalmente en **mejorar la optimización y confiabilidad de los pozos productores**. Con este objetivo, en el año 2013 se implementó en El Trapial un sistema de gerenciamiento de optimización y confiabilidad. Este se basa en el **uso sistemático** de la tecnología disponible (SCADA, SAM) y herramientas de análisis de falla para generar alarmas de pozo por excepción, guías de diseños de sistema de extracción y tratamiento químico así como rutinas de trabajo simplificadas.

Luego de la adopción de este sistema se evidenció una mejora sostenida y significativa en la producción del yacimiento gracias a la optimización de pozos (23% *reducción en la presión dinámica promedio*) y *reducción del 60% de la producción diferida* en espera de reparación. Esto modificó la **tasa de declinación de 24% a 15%**. El **índice de falla se redujo un 46%** alcanzando *indicadores de confiabilidad de clase mundial* y generando un **ahorro de costos del 35% en actividades de pulling**.

Introducción

El Yacimiento El Trapial se encuentra ubicado en el Noroeste de la Cuenca Neuquina, al Norte de la Provincia de Neuquén, Argentina. El OOIP se estimó en 190 Millones de m^3 y forma parte de una de las zonas más productivas de Argentina, próximo a otros Yacimientos importantes como Chihuido de la Sierra Negra y Puesto Hernandez.

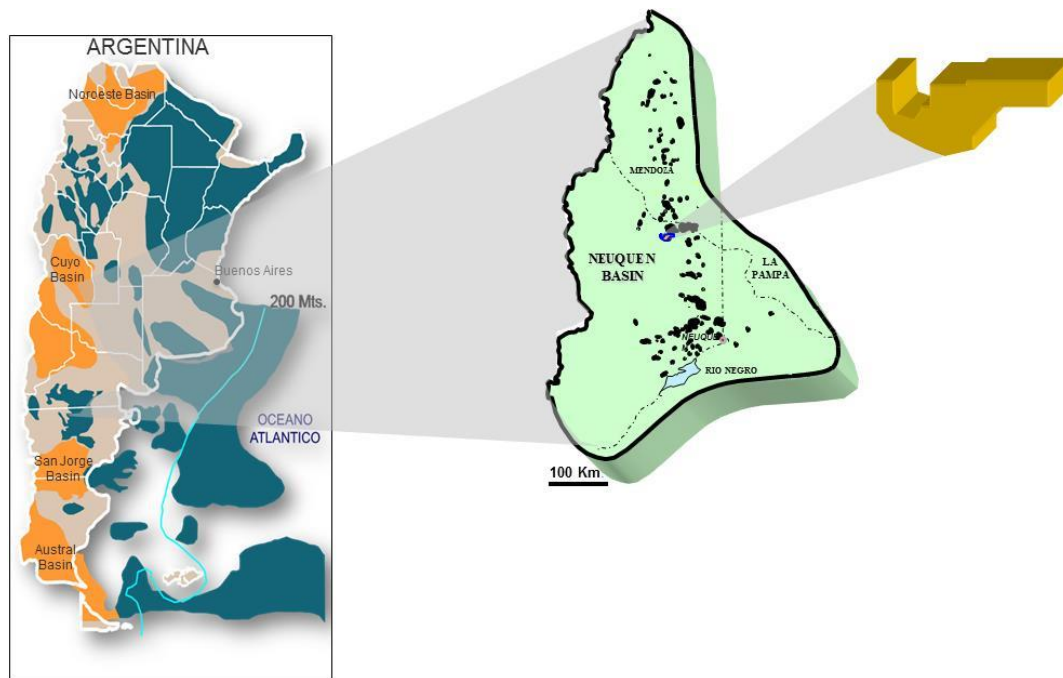


Figura 1: Ubicación Yacimiento El Trapial

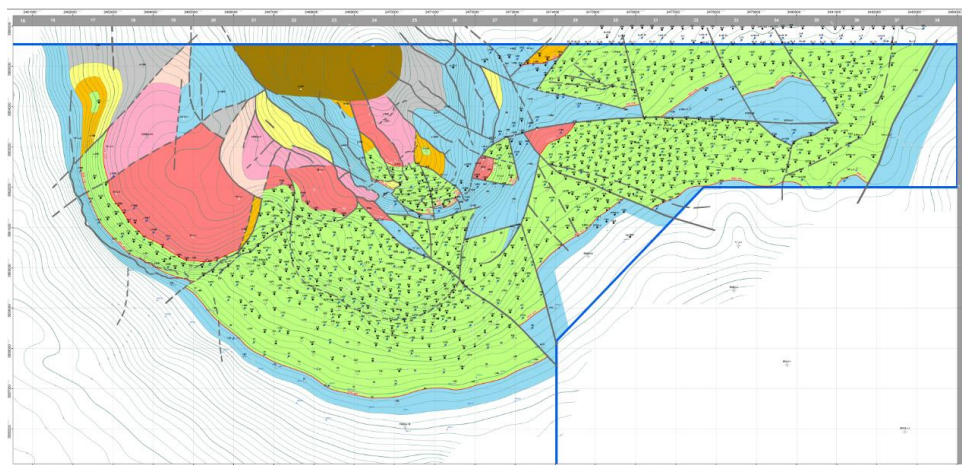


Figura 2: Yacimiento El Trapial. Mapa Estructural y de reservas

El yacimiento fue descubierto en 1991 por Petrolera Argentina San Jorge con la perforación del pozo ChT.x-1. En 1994 comienza la primer etapa de inyección de agua en la zona de Chiquin Rayen (Bloque principal), con pozos inyectores ubicados en forma periférica desde la parte baja de la estructura y durante el año 1995 se pone en marcha una segunda línea de pozos inyectores en la misma zona. Durante el año 1997, se decide cambiar el pattern de inyección llevando el arreglo de pozos a una configuración de 40 acres 7 Spot Invertido, y al mismo tiempo se comienza con el desarrollo de la zona llamada Batería 6 ubicada al Noreste del Yacimiento. En el 2000, Chevron adquiere el control del yacimiento y comienza con una agresiva campaña de perforación *infill* manteniendo el mismo arreglo de pozos (7 spot invertido), pero con un área de *pattern* de 20 acres. En el año 2005, se descubre el bloque llamado Porche ubicado al sur de Batería 6 agregando 9.5 millones de m^3 de reservas y permitiendo sostener un nivel de producción estable de 6.500 m^3/d . A partir del año 2010 la producción del yacimiento comienza a declinar a una tasa de 24% anual luego de completado el desarrollo de Porche debido a que los pozos perforados en los años siguientes en

reservorios secundarios (Rayoso y La Tosca) tenían una productividad más baja que los pozos del bloque Porche. En el año 2013 se desarrollan e implementan los sistemas de gestión de confiabilidad y optimización de pozos los cuales permiten reducir la declinación anual al 15% y son objeto del siguiente trabajo.

El Yacimiento cuenta aproximadamente con 1100 pozos perforados, de los cuales 800 se encuentran activos (500 Productores y 300 Inyectores). Los pozos productores se dividen en 350 bombas electro sumergibles (ESP: *Electrosubmersible Pump*) y 150 bombes mecánicos (SRP: *Sucker Rod Pump*) La producción actual de petróleo es de 1600 m³/d con un corte de agua del 97% y la producción acumulada actual es de 60 millones de m³ de petróleo.

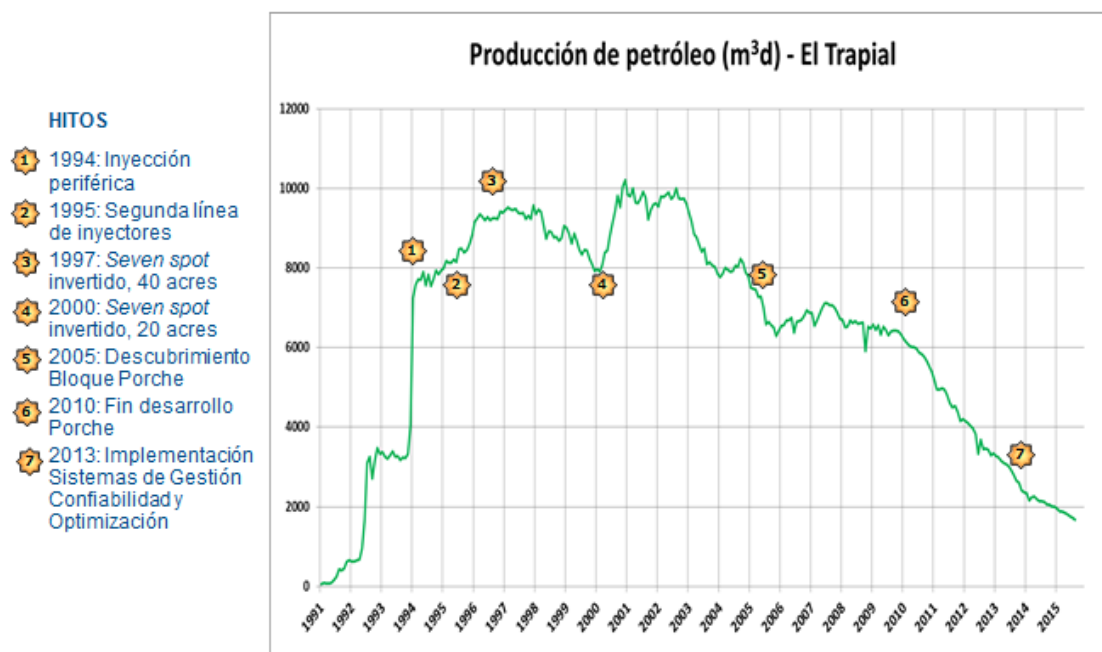


Figura 3: Historia de producción y principales hitos del yacimiento.

Desarrollo

En el año 2013, el Yacimiento El Trapial declinaba desde 2010 a una tasa efectiva del 24% anual habiendo pasado de producir 6.000 m³/d a 2.600 m³/d. Luego del desarrollo del bloque Porche, la productividad de los nuevos pozos perforados en los reservorios secundarios no eran suficientes para mitigar la declinación del yacimiento. En el año 2014 se interrumpió la perforación de nuevos pozos.

Esta situación se veía agravada desde el año 2011 por problemas de confiabilidad en pozos productores. El número de fallas de pozos comenzó a incrementarse pasando de 80 a 150 fallas en pozos productores (figura 4).

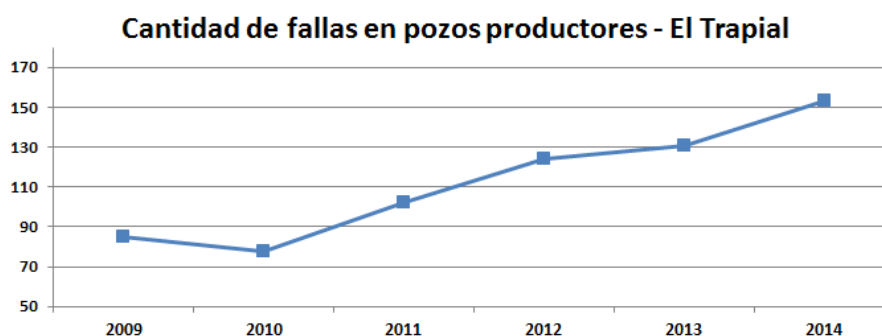


Figura 4: Número de fallas por año en pozos productores en El Trapial

Este aumento de fallas tenía su correlato en la producción perdida (*LPO: loss production opportunity*) por los pozos fallados en espera de equipo de reparación, pasando las LPO's de 32.000 m³ por año en 2010 a 42.000 m³ por año en 2013 (figura 5). El costo operativo del yacimiento fue sensiblemente afectado por este incremento en la cantidad de fallas, llegando a representar el 43% del costo total convirtiendo al mantenimiento de subsuelo en la primer línea presupuestaria del yacimiento.

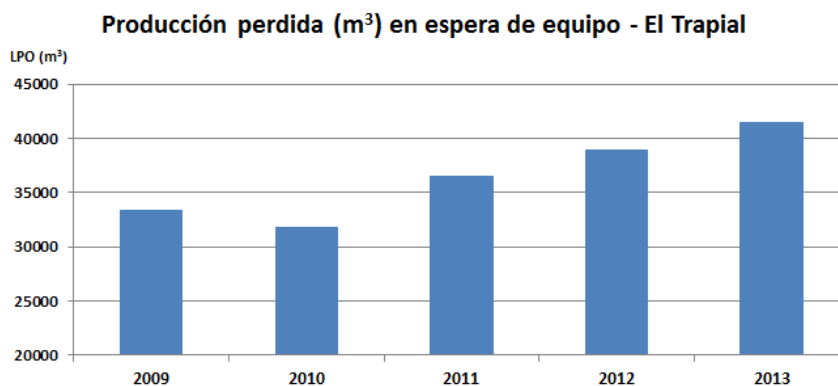


Figura 5: Producción perdida por pozos en espera de equipo en El Trapiál

La optimización de pozos productores también presentaba una oportunidad de mejora. La *pwf* promedio del yacimiento era de 350 psi (*pwf: bottom hole flowing pressure, presión dinámica de fondo*).

Frente a esta situación, sobre fin del año 2013 se desarrollaron e implementaron 2 sistemas de gestión para mejorar la Confiabilidad y Optimización del yacimiento haciéndolo en *forma sistemática*. Ambos sistemas se basan en 3 principios: **manejo por excepción, uso de la tecnología y seguimiento de métricas**. Veremos a continuación los elementos de cada uno.

RMS – Reliability Management System (Sistema de Gestión de Confiabilidad)

La visión del RMS es *alcanzar índices de falla de clase mundial* para el Yacimiento El Trapiál y hacer de este un modelo de referencia en confiabilidad de pozos.

Para alcanzar esta visión, se fijaron dos objetivos: **maximizar el run life (duración) de los equipos instalados** y **asegurar la instalación del mejor diseño para los pozos fallados**. De esta forma se **minimizarán los costos operativos y la producción perdida** a causa de pozos en espera de equipo. Detallaremos a continuación como se consiguieron estos 2 objetivos.

- **Maximizar el run life de los equipos instalados**

Para lograr este objetivo, se generan *alarmas para asegurar un seguimiento diario de los pozos* que permita identificar aquellos pozos *que presenten desvío en alguna variable crítica* para la operación del sistema de extracción y de esta forma poder *tomar acción en forma temprana* antes que el problema se agrave y pueda conducir a una falla. Las alarmas son diferentes según el sistema de extracción del pozo (ESP o SRP). Estas alarmas son distribuidas a través de correo electrónico a ingenieros de producción, ingenieros de aplicación de tratamiento químico, ingenieros y técnicos de empresas proveedoras de equipos de levantamiento artificial y servicios en el yacimiento.

- *Alarmas para ESPs*

Para los pozos que cuentan con sensor de fondo (70% del total de las ESP's) se generan alarmas diarias que comparan la variación diaria de temperatura de motor con el día anterior y contra los últimos 30 días. Se elige un valor de corte para la diferencia de temperatura y se muestran en la alarma sólo los pozos que superen ese valor o bien los que están por encima de un valor máximo definido según la experiencia del yacimiento. De esta forma se pueden identificar y tomar acción

sobre los pozos que estén incrustándose, uno de los problemas típicos del Yacimiento El Trapijal.

Pozo	Bateria	Fecha	Tº de Motor	Delta T diario	Delta T Mensual	Corriente A	Frecuencia Hz	Frecuencia Rec
ET1217	Bateria 8	18 Jul 2016	203	0	35	44	50.1	51.2
ET1321	Bateria 3	18 Jul 2016	242	0	7	54	52.6	49.5

Figura 6: Alarma diaria de cambios de Temperatura de motor para ESP

A su vez, semanalmente se genera un reporte de todas las ESP's en servicio que incluye los parámetros principales de operación y a través de un scoring que pondera temperatura de motor, frecuencia, porcentaje de carga del motor, pwf y un índice de energía se priorizan las ESP's que requieran atención de los expertos, marcando de esta forma las prioridades de recorrida.

○ Alarmas para SRPs

Todos los pozos del yacimiento cuentan con POC (*pump-off controller*). La información se colecta a través de SCADA y es consolidada a través de la aplicación LWM. Utilizando esta información, se generan alarmas diarias que comparan la variación diaria del tiempo de marcha de cada pozo contra el día anterior. Otra alarma diaria indica la cantidad de ciclos del día y para ello se elige un valor de corte de ciclos. Con estas alarmas se pueden monitorear diariamente y por excepción desvíos en el aporte del pozo que pueden terminar exigiendo al sistema de extracción y conduciendo a una falla si no se actúa en forma temprana.

Pozo	Bateria	Estado del pozo	Ciclos por minuto	GPM Recomendado	Porcentaje Tiempo marcha ayer	Porcentaje Tiempo marcha hoy	Llenado de Bomba	Produccion inferida de Ayer	Produccion inferida de Hoy	Delta prod. Inferida m3/d	Neta m3/d	Water m3d	Bruta m3/d	Delta RT %	Tiempo de marcha en minutos hoy	Tiempo de parada en minutos hoy	Ciclos de paro por día	OIL Neta
ET1272	BAT09	Modo Normal	4.7	4.6	100	100	85	41.6	55.6	14	0.0	29.4	29.4	0	1440	0	0	1.998
ET374	BAT07	Pump Off	0.0	4	73	59	77	8.8	6.7	-2	6.8	7.9	14.7	-14	850	590	30	2.75
HUT1	BAT06	Modo Normal	4.8	5	95	99	87	12.4	23.5	11	6.6	24.9	31.5	4	1426	14	1	11.05

Figura 7: Alarma diaria de cambio de producción inferida o run time en SRP

Pozo	Bateria	Estado del pozo	Ciclos por minuto	GPM Recomendado	Porcentaje Tiempo marcha ayer	Porcentaje Tiempo marcha hoy	Llenado de Bomba	Produccion inferida de Ayer	Produccion inferida de Hoy	Delta prod. Inferida m3/d	Neta m3/d	Water m3d	Bruta m3/d	Delta RT %	Tiempo de marcha	Tiempo de parada	Ciclos de paro por día
ET331	BAT01	Modo Normal	6.0	6.2	90	89	95	72.5	70.3	-2	2.9	60.8	63.7	-1	1282	158	32

Figura 8: Alarma diaria de SPR con más de 24 ciclos diarios

• Asegurar la instalación del mejor diseño para pozos fallados

Para lograr este objetivo se necesita primero entender cuál fue el *motivo de la falla*. Asimismo se debe contar con *guías de diseño* estandarizadas que sean *aplicadas consistentemente*.

El primer punto tomaba más relevancia en la situación en la que se encontraba la confiabilidad de pozos del yacimiento. Para asegurar un *enfoque sistémico* se decidió implementar el análisis de causa raíz (RCA: root cause analysis).

○ Análisis de causa raíz (RCA)

El método de RCA es usado para identificar la **causa sistémica** que generó el evento que se investiga (en este caso, la falla del pozo) y las acciones adecuadas para prevenir su recurrencia. Este método fue desarrollado en 1950 por la NASA para estudiar las fallas en lanzamientos de cohetes.

En base a las expectativas de *run life* del Yacimiento El Trapial, se definió hacer un RCA con método del árbol para aquellos SRP fallados antes de 500 días y las ESP's falladas antes de 1000 días.

Un elemento clave para garantizar un buen análisis de causa raíz es asegurar una **participación multidisciplinaria** en el equipo de investigación. En el caso típico en estudio se incluían representantes de Ingeniería de Producción, Terminación de pozos, Tratamiento Químico, Mantenimiento y Proveedores de ESP/SRP tubings/varillas.

Luego del estudio, las acciones identificadas por el equipo eran capturadas en un *Sharepoint* que automáticamente enviaba recordatorios a los responsables de cada acción. A su vez se hacían revisiones periódicas de las acciones pendientes con la gerencia del activo.

Desde la implementación del sistema RMS hasta la fecha de publicación de este trabajo se habían realizado alrededor de 60 RCA's.

- *Guías de diseño*

Los aprendizajes surtidos y validados por los análisis de causa raíz fueron volcados en guías de diseño tanto para ESP como SRP. Estas guías son documentos vivos que se actualizan cada vez que un nuevo tipo de falla que amerite un cambio en el diseño de instalación final es encontrado. Todos los diseños se hacen siguiendo estas guías y en caso de proponerse un diseño con algún elemento fuera del estándar ya consensuado, este debe ser discutido y aprobado por la gerencia.

Los principales aprendizajes fueron capturados y distribuidos en reportes conocidos como "If Report", donde se muestran las consecuencias que tienen los diseños inadecuados en los componentes del sistema de extracción (tubing, bombas, varillas o cables)

Hasta aquí hemos visto qué herramientas se utilizaron para alcanzar estos objetivos con el *uso de la tecnología* y el *manejo por excepción*. Nos queda explayarnos sobre el tercer principio del sistema RMS: el *seguimiento de métricas* y presentar los resultados.

- **Seguimiento de métricas y Resultados**

Las métricas históricamente calculadas y monitoreadas en el yacimiento eran: índice de fallas promedio de los últimos 12 meses (*FR: failure rate*) y promedio de vida de los pozos fallados en los últimos 12 meses (*ARL: average run life, promedio de vida*). Ambas métricas tienen una inercia significativa para reflejar los cambios positivos o negativos en la confiabilidad del yacimiento ya que los diseños inapropiados que puedan haber sido instalados años atrás siguen penalizando la métrica.

Para poder medir la efectividad de los cambios introducidos, se incorporó una métrica complementaria que distribuía los pozos fallados según su *run life*. Se definieron entonces 3 categorías (*buckets*). Para ESP: entre 0 y 300 días (fallas infantiles), entre 301 y 1000 días (fallas prematuras) y más de 1000 días. De esta forma podía medirse la efectividad del sistema implementado a nivel yacimiento y por zona. En la figura 9 se aprecia como en 2015 la reducción de las fallas infantiles ya mostraba claramente una mejora en los nuevos diseños instalados, lo cual más tarde se termina reflejando también en la métrica de índice de falla (figura 11)

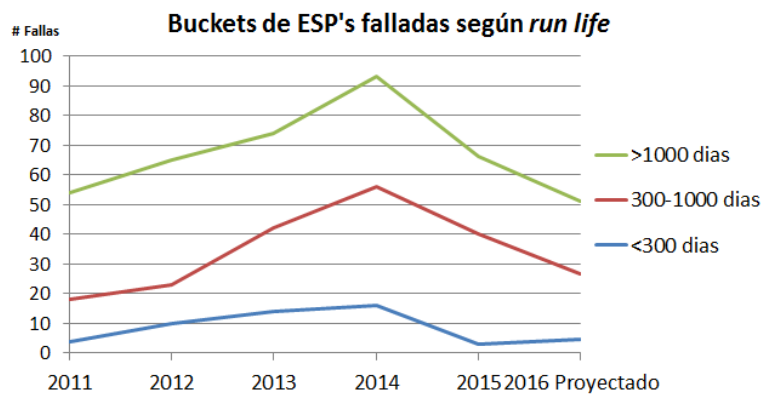


Figura 9: Cantidad de fallas de ESPs según su run life (buckets)

Los resultados de la implementación del RMS a nivel yacimiento dan al momento un 46% de reducción en la cantidad de fallas totales (figura 10).



Figura 10: Cantidad de fallas totales en pozos productores

La apertura por sistema de extracción muestra para ESP una reducción del índice de fallas del 40% (Figura 11)

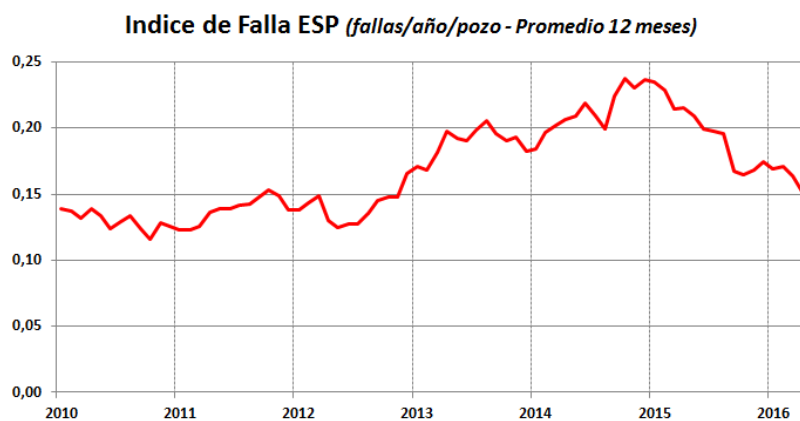


Figura 11: Indice de falla ESP promedio 12 meses – El Trapial

Para SRP la reducción del índice de fallas fue del 50% en un lapso de 2 años (Figura 12).

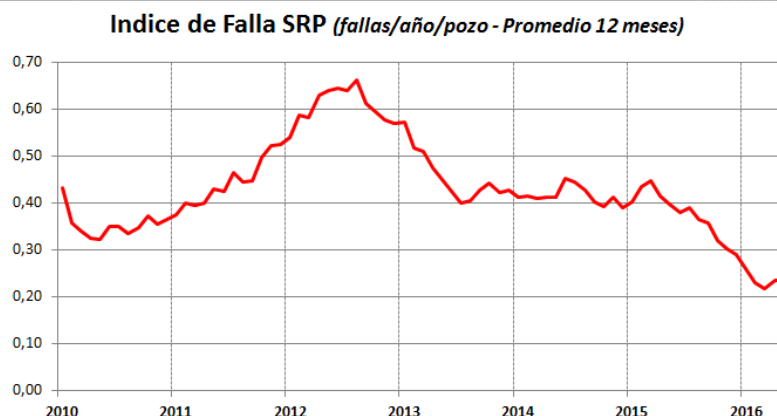


Figura 12: Indice de falla SRP promedio 12 meses – El Trapial

OMS – Optimization Management System (Sistema de Gestión de Optimización)

La visión del OMS es *maximizar la producción de los pozos* minimizando la presión dinámica (pwf). Para lograr esto, se fijaron dos objetivos: **identificar las oportunidades de optimización en forma sistemática** y una vez alcanzado el estado de máxima productividad **mantener los pozos optimizados**. Cuando el sistema fue implementado la pwf promedio del yacimiento era de 350 psi, llegando a la fecha de publicación de este trabajo a 270 psi. El OMS se basa en los mismos 3 principios que el RMS descrito anteriormente: **manejo por excepción, uso de la tecnología y seguimiento de métricas**.

Detallaremos a continuación como se consiguieron los 2 objetivos del Sistema de Gestión.

- **Identificar las oportunidades de optimización en forma sistemática**

La figura 13 resume el flujograma de trabajo para la identificación de oportunidades de optimización para ESP y SRP.

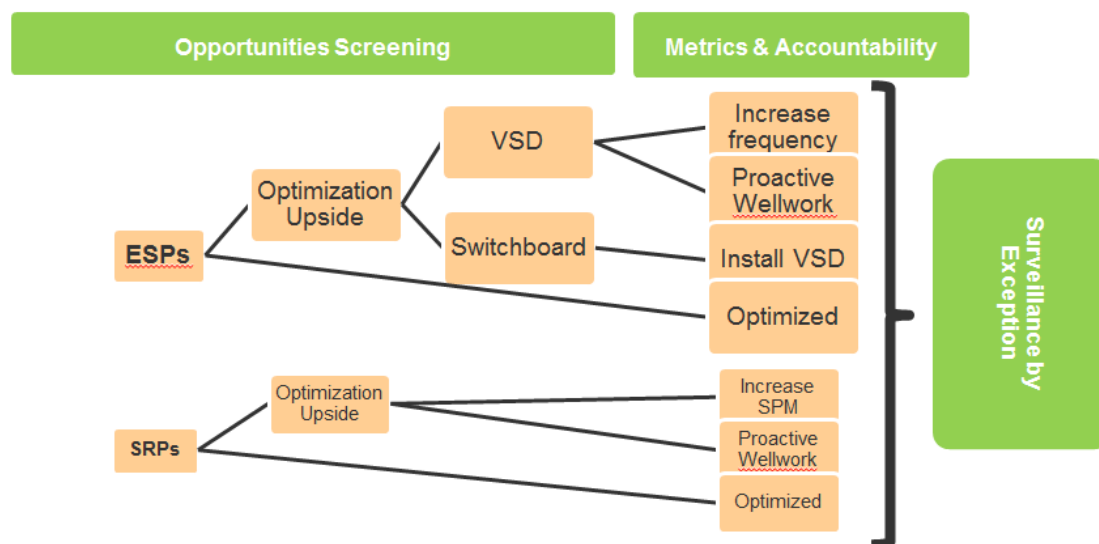


Figura 13: Flujograma de trabajo para optimización de Pozos productores

- *Flujograma para ESPs*

El primer análisis que se hace es si el pozo tiene potencial de optimización. Para ello, se utiliza el reporte semanal de ESP mencionado anteriormente. Si el pozo tiene potencial de optimización por tener una pwf mayor al objetivo, se evalúa luego su posibilidad de optimizar con la instalación actual de superficie: Tablero o VSD (VSD: variable speed drive, variador de frecuencia). Si el pozo tiene Tablero

(frecuencia fija) ingresa al portfolio de pozos candidatos para instalar VSD. En cambio, si el pozo tiene VSD se modifica su frecuencia y de no ser posible (por ejemplo por estar operando a una corriente superior a la nominal) se lo incluye en el portfolio de trabajos proactivos para su evaluación económica.

- Instalación de VSD's

Mediante este flujograma se detectaron 33 oportunidades de instalación de VSD en pozos que tenían tableros. Finalmente se instalaron 29 VSD's, luego de haber descartado 4 pozos que fueron probados mediante un módulo portátil de VSD y transformadores (*Test Unit*). La instalación de estos 29 VSD's se implementó en 18 meses y arrojó una **ganancia de 65 m³/d** de petróleo a fin de 2015 con *mínima inversión* asociada.

- Modificación de frecuencia

Las acciones de modificación de frecuencia se incrementaron un 51% desde la implementación del OMS.

- *Flujograma para SRPs*

Para detectar las oportunidades de optimización con el sistema actual instalado se generó un reporte semanal de pozos con potencial de optimización, definiendo para esto porcentajes de marcha del 100% y porcentaje de llenado de bomba mayor al 90%. Los pozos que ya no pueden ser optimizados con el equipo actual se incorporan al portfolio de trabajos proactivos para su evaluación económica. En los casos donde hay oportunidad, se modifican los golpes por minuto o la carrera.

Pozo	Bateria	Cidos por minuto	GPM Recomendado	Porcentaje Tiempo marcha ayer	Porcentaje Tiempo marcha hoy	Llenado de Bomba	Carrera Bruta	Neta m3/d	OIL Neta	Fuera de Polling
ET1058	BAT08	7.5	8	100	100	98	161	16.5	12.18	0
ET769	BAT08	7.2	7.2	100	100	96	149	9.2	11	0
ET964	BAT03	5.7	5.8	100	100	98	155	7.8	9.45	0

Figura 14: Reporte semanal de pozos SRP con potencial de optimización

- **Mantener los pozos optimizados**

Se generan *alarmas para asegurar un seguimiento diario* que permita identificar aquellos pozos que presenten *desvío en alguna variable crítica* para la optimización del pozo y de esta forma poder *tomar acción en forma temprana* para mantener el pozo optimizado. Las alarmas son diferentes según el sistema de extracción del pozo (ESP o SRP). Estas alarmas son distribuidas a través de correo electrónico a Ingenieros de Producción, Ingenieros de reservorio y Supervisores de Producción.

- *Alarmas para ESPs*

Para los pozos que cuentan con sensor de fondo (70% del total de las ESP's) se generan alarmas diarias que comparan la variación diaria de pwf con el día anterior y contra los últimos 30 días (Fig 15). Se elige un valor de corte para la diferencia diaria (+/- 20 psi) y mensual (+/- 50 psi) y se muestran en la alarma los pozos que superen ese valor. Con esta alarma se pueden detectar cambios de presión en los pozos y patterns y rápidamente tomar acción para optimizarlos.

AUMENTO DE PRODUCCIÓN Y REDUCCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS SISTEMATIZANDO LA CONFIABILIDAD Y OPTIMIZACIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS MADUROS (EL TRAPIAL - ARGENTINA)

Pozo	Bateria	Fecha	PWF psi	Delta Diario PWF	Delta PWF Mensual	Runtime	Frecuencia Hz	Frecuencia Rec	Seca del Pozo (OIL_POT)
ET1109	Bateria 3	19 Jul 2016	318	0	76	24	61.9	53.5	15.1
ET1217	Bateria 8	19 Jul 2016	270	14	(73)	24	50.5	51.2	11.0
ET186	Bateria 5	19 Jul 2016	0	(76)	(132)	24	56.4	55.0	7.8

Figura 15: Alarma diaria de cambios diarios o mensuales en pwf

○ Alarmas para SRPs

Las alarmas descritas en el RMS (página 5, Figuras 7 y 8) son también utilizadas para optimización. Se utilizan como criterio de alarma las diferencias diarias de tiempo de marcha o las diferencias diarias en producción inferida.

Hasta aquí hemos visto que herramientas se utilizaron para alcanzar los objetivos de OMS con el uso de la tecnología y el manejo por excepción. Nos queda explayarnos sobre el tercer elemento del sistema OMS: el seguimiento de métricas y presentar los resultados.

● Seguimiento de métricas y Resultados

Hasta la implementación del OMS, no se fijaban sistemáticamente métricas y objetivos de optimización de pozos productores. Se utilizaban criterios y guías de pwf de referencia. Se definieron las siguientes métricas para monitorear la efectividad del sistema de gestión:

- Pwf promedio
- Buckets de pwf
 - LL < 150 psi (LL: low low, muy baja)
 - L entre 151 y 300 psi (L: low, baja)
 - M entre 301 y 500 psi (M: medium, media)
 - H > 500 psi (H, high, alta)

El uso de los buckets de pwf permitió granularidad en el monitoreo de la evolución de la optimización del yacimiento. Se definieron objetivos crecientes de porcentaje de pozos según su producción y zona para cada uno de los buckets y estos fueron asignados a los ingenieros responsable de cada zona.

Los resultados a nivel yacimiento muestran una reducción de la pwf promedio del Yacimiento de 350 psi a 270 psi (Figura 16).

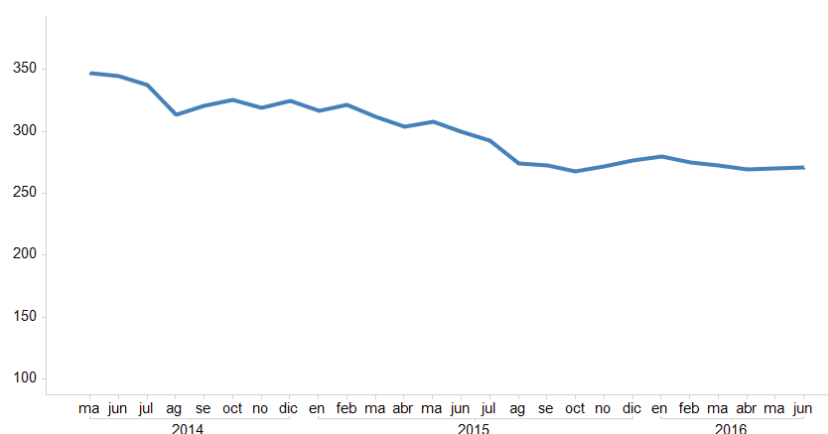


Figura 16: Pwf promedio en El Trapial (psi)

El porcentaje de pozos con pwf muy baja pasó del 16% al 31% del total del yacimiento. En contrapartida el porcentaje de pozos en los buckets de media y alta presión pasaron del 23% al 16% y del 17% al 13% respectivamente (Figura 17)

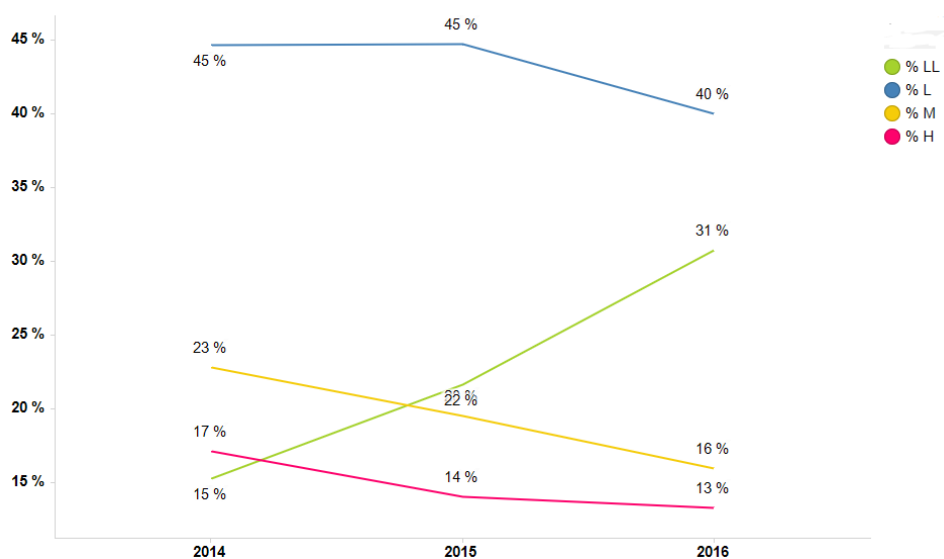


Figura 17: Porcentaje de pozos dentro de cada bucket de pwf

El resultado de la implementación de los sistemas de gestión OMS y RMS, permitió **reducir la declinación 2010-2013 del 24% anual a 15% en 2015** en un Yacimiento **sin perforación de nuevos pozos desde 2014** y **reduciendo el costo operativo de pulling un 35%**. La modificación consistente de la declinación como resultado del foco en la optimización y confiabilidad de la producción base puede verse en la Figura 18.

Producción de petróleo (m³d) - El Trapial

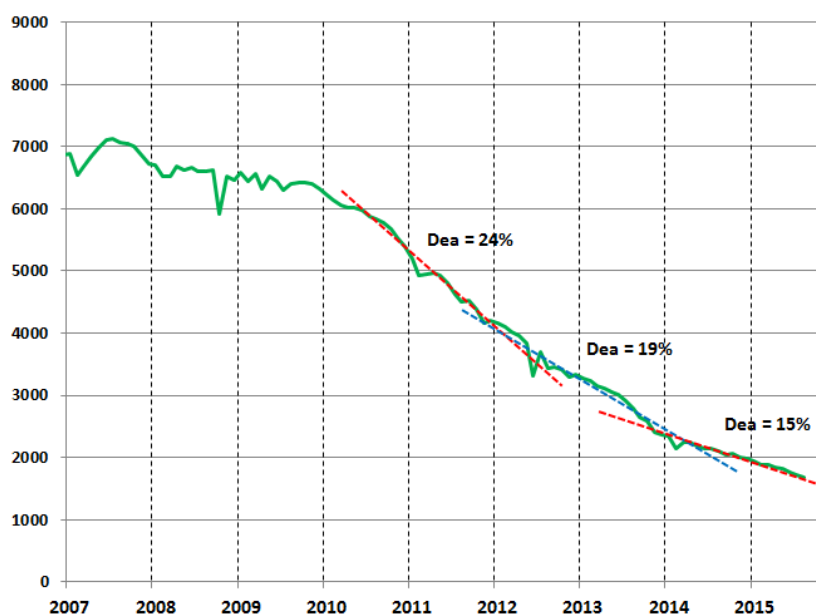


Figura 18: Producción y declinación efectiva anual de El Trapial

Conclusiones

El **enfoque sistemático** para la optimización y confiabilidad de pozos apalancado en el *uso de la tecnología, el manejo por excepción y seguimiento de métricas* permiten mejorar significativamente la declinación y los costos operativos de los yacimientos, en especial de los *campos maduros y sin perforación*.

El **trabajo multidisciplinario** es una condición sine qua non para poder implementar con éxito este tipo de sistemas de gestión.

Las mejoras en confiabilidad y optimización de pozos productores contribuye significativamente en la producción de un yacimiento, especialmente maduro. La combinación de las mejoras descritas en este trabajo representaron el **7% de la producción total de El Trapial en 2015**. La *tasa de declinación se redujo del 24% al 15%*.

En confiabilidad de pozos se está logrando en un lapso menor a 3 años la visión de alcanzar métricas de clase mundial tanto para ESP como para SRP y las tendencias siguen todavía mejorando. Las fallas se han reducido un 46%, las pérdidas de producción un 60% y los costos operativos un 35%.

En optimización de pozos se están alcanzando los objetivos de minimizar las presiones dinámicas de fondo. La pwf promedio se redujo de 350 psi a 270 psi.

Agradecimientos

Agradecemos a Chevron Argentina y sus socios en el Yacimiento El Trapial, por permitirnos exponer el siguiente trabajo. De la misma manera, queremos expresar el profundo agradecimiento a todos aquellos profesionales de Chevron y de las empresas proveedoras de equipos y servicios que han contribuido en forma directa o indirecta en el éxito del desarrollo e implementación de estos sistemas de gestión en El Trapial.

Breve CV

Matías La Salvia

MBA Magna Cum Laude, IAE Business School – Argentina

Especialización en Producción de Petróleo y Gas Natural, ITBA – Argentina

Ingeniero Químico, ITBA – Argentina

Más de 10 años de experiencia en Chevron en posiciones de Ingeniería de Facilities, Tratamiento Químico, Project Management, Planeamiento, Reservas e Ingeniería de Producción.

Actualmente se desempeña como **Team Leader de Ingeniería de Producción**