

”OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN: IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y SUS DESAFÍOS – CASO DE ESTUDIO ACTIVO MANANTIALES BEHR SUR, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, CHUBUT.

Grier, Samuel Humberto, YPF SA, samuel.grier@ypf.com
Figueroa, Martin Rafael, YPF SA, martin.r.figueroa@ypf.com
Souto, Gustavo Daniel, YPF SA, gustavo.souto@ypf.com
Gomez, Victor Rodrigo, YPF SA, victor.r.gomez@ypf.com

Sinopsis

En tiempos desafiantes para la industria, la tecnología brinda oportunidades para la optimización de la producción de manera sustentable. El siguiente paper describe el proceso de implementación y operación de sistemas de monitoreo en tiempo real de pozos productores de petróleo con sistema de bombeo mecánico en un yacimiento con el 85% de producción de primaria. Se describen y analizan los desafíos encontrados a la hora de planear, ejecutar y gestionar los grupos multidisciplinarios que intervinieron en este proyecto, como así también los resultados técnicos y económicos que surgen de la evaluación de casos puntuales donde se implementó esta tecnología. Su aplicación, se realiza en un marco estratégico que tiene por objetivo el incremento de la producción y la excelencia operacional a través del diagnóstico temprano y la toma de decisiones conjunta.

Introducción

El uso de la tecnología puede asociarse a la identificación de una necesidad insatisfecha, el aprovechamiento de una oportunidad o ambas. Independientemente del objetivo, previo a la implementación, es fundamental evaluar las características del proceso a mejorar y el flujo de las tareas que componen el mismo, a fin de visualizar aquel punto crítico donde la tecnología pueda generar mayor valor.

Si bien el monitoreo de pozos con Bombeo Mecánico es algo existente en la industria petrolera por más de varias décadas, la compañía no contaba con un criterio homogéneo en cuanto al monitoreo y automatización en todos sus activos.

Durante los últimos meses la compañía implementó un proceso de incorporación de tecnología para dar curso a la “Estrategia 2020”, que tiene como objetivo lograr el monitoreo del 80% de la producción para el año 2017. Este proceso, fue la guía para la implementación de esta tecnología en el proyecto que se describe a continuación. El mismo, se sitúa técnicamente dentro de la cadena de explotación y producción del petróleo, específicamente, en la extracción mediante equipos de Bombeo Mecánico.

En el siguiente trabajo, se describe cómo el proyecto está alineado con la estrategia corporativa, al tiempo que busca, a través de la telemetría y automatización en pozo, la reducción del costo operativo, la minimización y/o eliminación de fallas y pérdidas asociadas, la disminución del tiempo de optimización del pozo y la maximización de la producción.

Ubicación Geográfica

El proyecto se ubica en el Activo Manantiales Behr Sur, el cual se encuentra ubicado en el denominado Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (Provincia de Chubut, Argentina), distante 36 km hacia el Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia. El Activo cuenta con una producción neta diaria de 1100 m³/día, un manejo de 6.500 m³/día de caudal bruto y 250 km³ diarios de gas. Los principales reservorios del área son las arenas pertenecientes a la Formación El Trébol (Complejo II), Formación Comodoro Rivadavia (Complejo III) y Formación Mina El Carmen (Complejo IV).

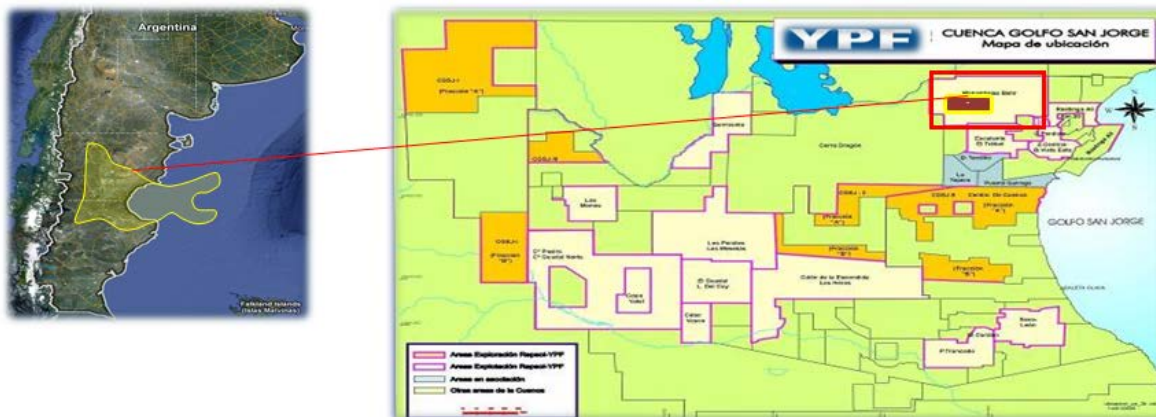


Figura 1 – Ubicación Geográfica del Activo.

Ubicación Técnica

El proceso de explotación y producción de hidrocarburos se puede resumir con el siguiente flujo de subprocesos (Figura 2):

- Producción/Extracción de hidrocarburos (Pozos Productores).
- Unidades de recolección y tratamiento intermedio (Baterías)
- Líneas de Conducción.
- Planta de tratamiento y deshidratación de crudo para entrega bajo especificaciones.



Figura 2 – Proceso de Explotación y Producción del Petróleo.

Si bien se pueden implementar acciones de mejora en cada uno de estos componentes, el presente proyecto se focalizó en el uso de la tecnología para la mejora del subproceso “producción y extracción de hidrocarburos”. Esta oportunidad se identificó luego de analizar la distribución de los sistemas de extracción en pozos productores del Activo, donde de un total de trescientos sesenta (360) pozos productores, trescientos (300) cuentan con Bombeo Mecánico, lo cual representa el 85% del total de los pozos y equivalen a una producción aproximada de mil metros cúbicos

(1000 m³) diarios de crudo. Es este nicho donde la aplicación de la tecnología puede generar un alto valor agregado.

Proceso Corporativo de Incorporación de Tecnología (PIT)

La organización cuenta con un proceso diseñado como herramienta que permite hacer foco en el valor agregado que genera la tecnología y simplifica la gestión a lo largo del proceso de generación, acumulación, difusión y reutilización del conocimiento tecnológico (Figura 3).



Figura 3 – Proceso Corporativo de Incorporación de Tecnología

La aplicación de este proceso fue el punto de partida para el proyecto de implementación de controladores Pump Off, que describiremos en el presente documento.

1) Alta de Oportunidad o Necesidad (O/N) y Evaluación de Alternativas Tecnológicas.

El proceso de adopción de cualquier tecnología cuenta con tres (3) etapas. La primera etapa se divide en tres (3) partes (Figura 4):

1. identificación de la Necesidad/Oportunidad;
2. análisis de la situación actual y planteo de alternativas;
3. evaluación de alternativas tecnológicas.

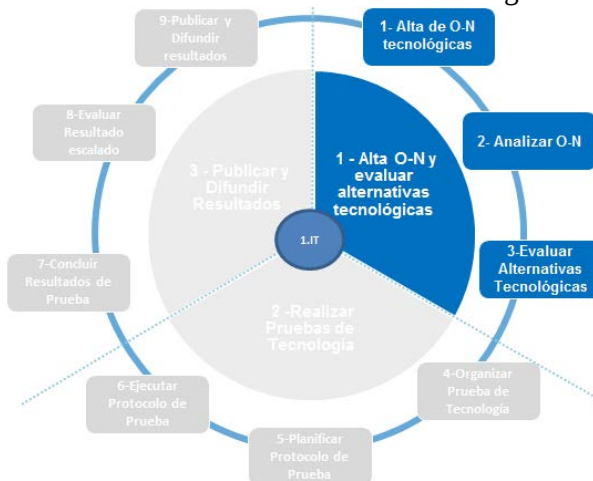


Figura 4 – Primera Etapa del Proceso Corporativo de Incorporación de Tecnología.

En este proyecto, la necesidad/oportunidad se identificó en base a la distribución de sistemas de extracción presente en pozos productores. Seguidamente, teniendo en cuenta tanto aspectos económicos como técnicos, se realizó la selección de la tecnología en un marco de alianza estratégica entre la operadora y el principal proveedor de equipos de bombeo mecánico.

Los objetivos de la implementación de esta tecnología son:

- reducción y/o eliminación de fallas;
- reducción de pérdidas localizadas y no localizadas;
- acelerar tiempo de optimización;
- información dinamométrica en tiempo real;
- detección temprana de fallas con respuesta inmediata;
- acceso y control remoto del pozo;
- estimación permanente de la producción;
- manejo de información para la toma de decisiones;
- creación de gráficos, estadísticas y tendencias;
- optimización acelerada de pozos nuevos;
- optimizar la rutina diaria de los supervisores.

A fin de cumplir con estos objetivos se definieron los componentes tecnológicos necesarios a desplegar en campo, los cuales se pueden observar en la Figura 5 y se describen en la Tabla 1.

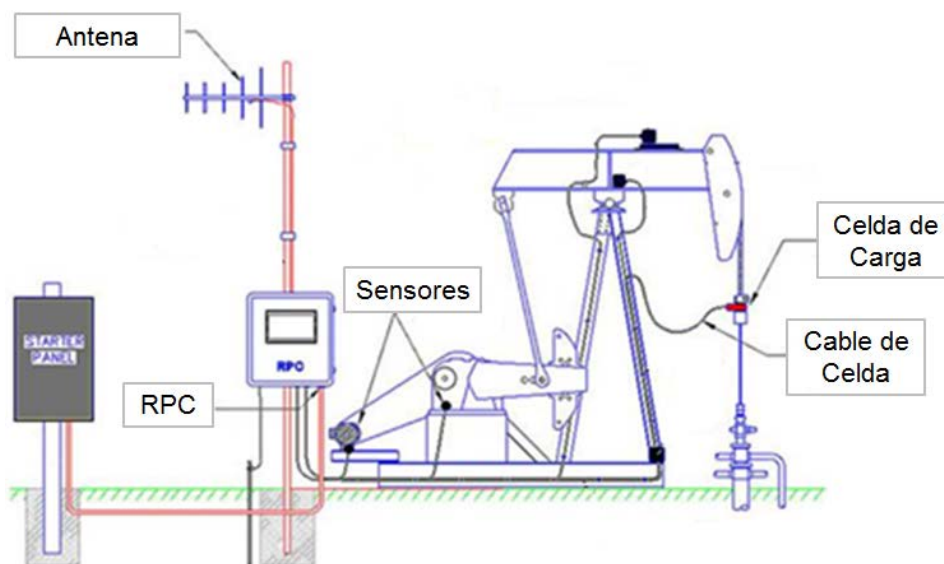


Figura 5 – Componentes Tecnológicos desplegados en campo.

Componente	Función
Celda de Carga	Mide valores de carga sobre el vástago.
Sensor RPM	Mide valores de RPM del motor.
Sensor Manivela	Mide punto muerto inferior de carrera y golpes por minuto.
RPC	Recopila, procesa y transmite datos.

Tabla 1 – Funciones específicas por componente.

2) Realización de Pruebas Tecnológicas

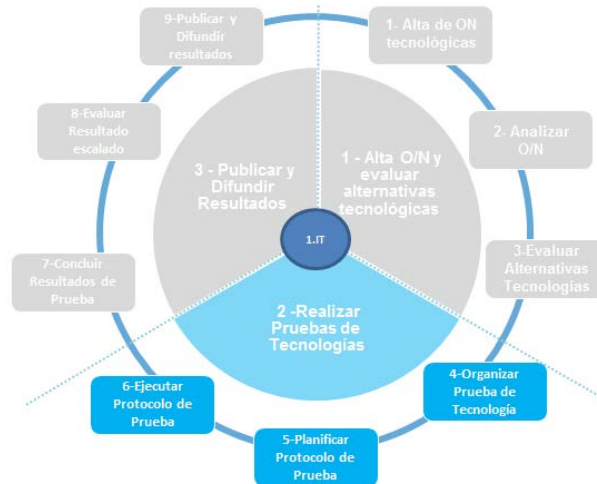


Figura 6 – Segunda Etapa del Proceso Corporativo de Incorporación de Tecnología.

La segunda fase del PIT se divide en tres (3) partes:

- 1) Organización de la Prueba Tecnológica: Esta etapa visualiza, conceptualiza y planifica la prueba tecnológica (cabe destacar que este proyecto no fue una prueba sino una implementación selectiva de la tecnología).
- 2) Planificación del protocolo de prueba: se definen las características específicas de la operación donde se va a llevar adelante la prueba; variables a medir, los resultados esperados y los plazos de ejecución.
- 3) Ejecución de la prueba: se lleva adelante la misma, teniendo en cuenta el detalle de las actividades, recursos, plazos, mediciones y demás acordado. En esta etapa es importante registrar los desvíos en caso de existir a fin de poder corregirlos antes de llevar adelante una instalación a gran escala.

Esta fase se focaliza en la realización de las pruebas de campo. Este es uno de los temas centrales del presente trabajo; analizar los cambios realizados en la distribución de recursos y planificación inicial de las tareas a fin de optimizar tiempos y recursos, reduciendo efectivamente el costo de instalación y adopción de esta tecnología.

a. Organización del Proyecto

En esta etapa se definen las tareas que se van a llevar a cabo, las precedencias de estas para ejecutar la prueba piloto y los hitos esperados en cada etapa. Se determina cuáles son las variables críticas a monitorear en las actividades planificadas y los respectivos drivers de las mismas. Se estipula el correcto orden cronológico para ejecutar y documentar las mismas.

En este caso en particular, se definieron los referentes de cada área encargados de llevar adelante la implementación. Cada uno de éstos con una responsabilidad y función específica. Se adoptó un referente técnico del Activo (Ingeniero de Producción) el cual realiza la selección de los pozos a

monitorear y define las necesidades de recursos materiales y humanos entre el Activo, el proveedor y las empresas de servicios (contratistas). La definición de roles abarcó también la selección de:

- ✓ un referente del grupo de Mantenimiento del Activo (Jefe de Mantenimiento) para coordinar servicios propios en conjunto con los servicios que proveen las diferentes contratistas;
- ✓ un referente del grupo Yacimiento Digital, a cargo de la verificación de enlaces y cuestiones referidas a la futura comunicación y transmisión de datos;
- ✓ un Representante Técnico (RT) del Proveedor de Tecnología, cuya función fue transmitir el know-how corporativo y mejores prácticas para la instalación y uso de la herramienta.

Simultáneamente, se definieron las actividades que formaban parte de cada etapa y fundamentalmente, los hitos de finalización de cada una.

Se analizaron inicialmente diferentes alternativas para dar inicio a la implementación del proyecto, pero dada la escala, se decidió primero llevar a cabo una instalación piloto a fin de identificar claramente todas las actividades y reconocer potenciales inconvenientes.

Esta prueba permitió definir la secuencia lógica de montaje y puesta en marcha de la tecnología. La misma, ayudó también a:

- ✓ validar la compatibilidad entre procedimientos y normas de seguridad de todas las partes intervinientes (operador-contratista);
- ✓ diseñar el lay-out de la herramienta a instalar teniendo en cuenta tareas predecesoras rutinarias;
- ✓ y fundamentalmente, a identificar los recursos críticos para la ejecución del proyecto.

Además de definir los roles, fue fundamental en esta etapa definir claramente los canales de comunicación entre los diferentes actores al igual que la recolección y transmisión de la información.

b. Planificación del Proyecto.

Una vez realizada la prueba piloto de acuerdo a las características específicas de la tecnología y de la operación, se dio cierre a la confección del plan para la implementación de los veinte cuatro (24) equipos restantes. La prueba piloto, definió la secuencia cronológica de las actividades y los requisitos de tiempo y recursos. Se definieron las variables a medir, los resultados esperados, los plazos de ejecución y los recursos a gestionar. Dicha planificación fue fundamental al momento de ejecutar, para detectar desvíos en los plazos que trasgiversaran los resultados.

c. Ejecución.

La ejecución se llevó adelante en dos etapas. Primero, la prueba piloto, permitió establecer el punto de partida y los cimientos del proyecto para dar lugar a la segunda parte, la cual abarco la implementación a escala de 24 equipos adicionales.

Ambas etapas se llevaron adelante teniendo en cuenta el detalle de las actividades, recursos, plazos y mediciones acordadas. Se llevó un registro de los desvíos presupuestarios relativos a la ineficiencia en el uso de los recursos (por ej. tiempo ocioso de recurso crítico) a fin de poder corregirlos antes de llevar adelante una instalación a escala.

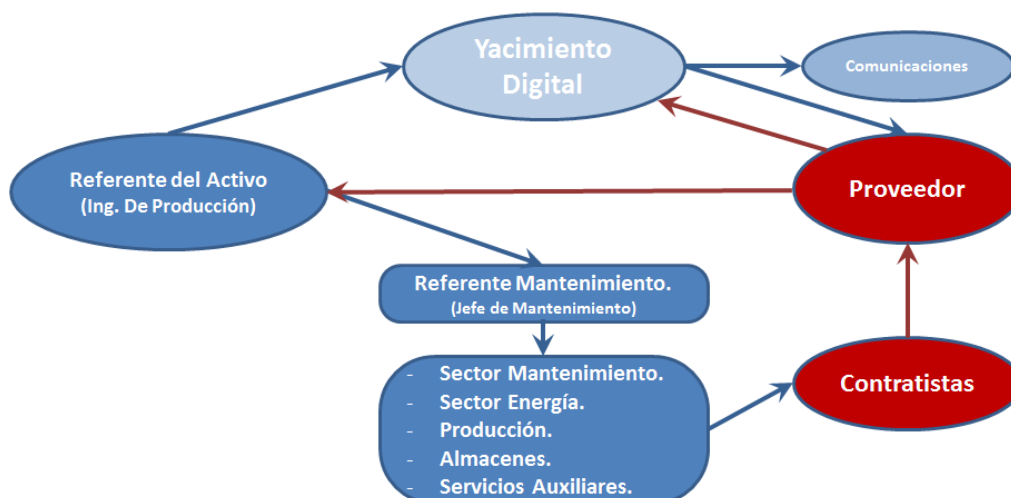


Figura 7 - Estructura Inicial de Comunicación entre los equipos.

Inicialmente se adoptó una estructura en la cual la información se centralizaba en el grupo Yacimiento Digital dada la experiencia del sector en proyectos similares (Figura 7). Esta primera estructura permitió una eficaz instalación de la herramienta. La ejecución de la prueba piloto se realizó en dos (2) días (Figura 8). Durante el primer día se realizaron las tareas necesarias sobre el equipo de bombeo mecánico a cargo del proveedor de la tecnología (rojo) y el acondicionamiento de equipos eléctricos a cargo del sector de energía (azul). En el segundo día se realizó el soterrado de cables, conexión y montaje de radio quedando el sistema de monitoreo en funcionamiento.

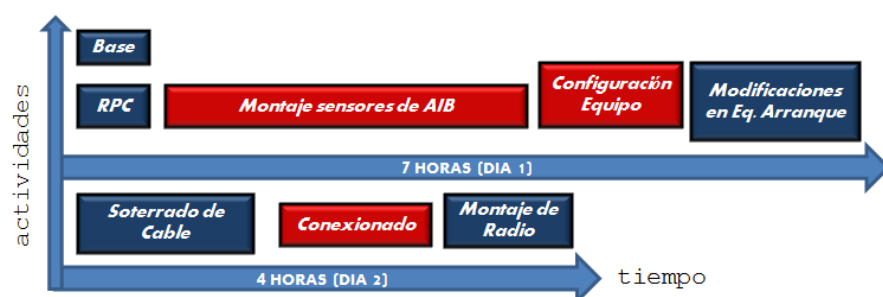


Figura 8 – Ejecución de la Prueba Piloto.

La realización de la prueba piloto fue de extrema importancia dado el feedback que se pudo obtener. Ésta permitió:

- ✓ identificar la existencia de un recurso crítico (disponibilidad del proveedor);
- ✓ definir la interdependencia de los diferentes recursos;
- ✓ reconocer riesgos en materia de seguridad que habían sido ignorados en la etapa de planeamiento por diferencia de criterios entre las empresas participantes.

El funcionamiento del piloto se extendió por sesenta (60) días, lo que permitió la familiarización de los diferentes grupos con los datos generados y además, la identificación de algunas falencias en la ejecución de tareas operativas que se corrigieron previamente a la implementación del resto de los equipos. Con la información recopilada se procedió a replanificar la ejecución de las tareas a fin de

dar un mejor aprovechamiento a los recursos con mayor disponibilidad y a su vez, lograr mayor eficiencia en la utilización del recurso crítico identificado (Figura 9).



Figura 9 – Ejecución de Tareas después de la Prueba Piloto (Replanificación).

Esta nueva priorización de tareas logró mejoras considerables en los siguientes aspectos:

- ✓ coordinación y planificación de recursos;
- ✓ reducción de riesgos y mejor aplicación de normas de seguridad;
- ✓ incremento del tiempo efectivo de utilización del recurso crítico, permitiendo mayor disponibilidad para tareas de mantenimiento;
- ✓ ahorro del costo operativo de instalación.

Puesta en marcha y uso Inicial de la Tecnología

Desde la compañía se optó por el desarrollo propio de un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) para lo cual fue fundamental una comunicación fluida y constante entre el sector de Producción del Activo y el grupo Yacimiento Digital. El objetivo era darle una solución rápida y eficiente a los errores en la transmisión y visualización de datos que fueron surgiendo. Durante la solución de estos inconvenientes se detectaron falencias en los canales de comunicación previamente establecidos lo que generaba importantes ineficiencias y además, un uso innecesario del recurso crítico.

Esta situación expuso la necesidad de modificar los canales de comunicación existentes a fin de lograr una mayor eficiencia no solo durante la instalación si no también durante la operación y el mantenimiento de la tecnología (Figura 10).



Figura 10 – Canales de Comunicación para la instalación, operación y mantenimiento de la tecnología.

Se llevaron a cabo cambios en lo que respecta a la coordinación de recursos y ejecución de tareas. Se centralizó la toma de decisiones en un referente del Activo con conocimientos técnicos en la interpretación y transmisión de los datos obtenidos. Esto posibilitó la identificación de errores específicos, tanto relativos al funcionamiento de los sensores (que requiere una solución operativa insitu) como al procesamiento y visualización en SCADA (que permite una solución remota).

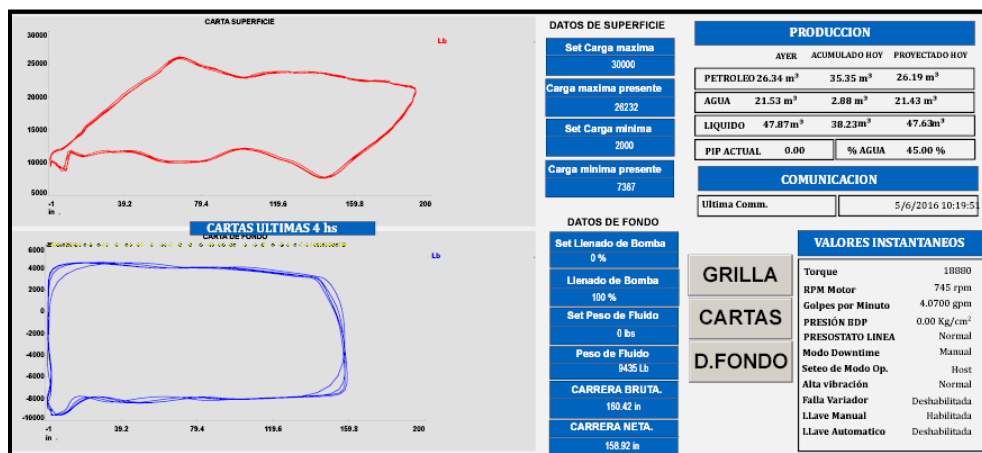


Figura 11 - Primera transmisión de datos de Pozo Piloto.

3) Análisis de resultados y Difusión de Lecciones Aprendidas

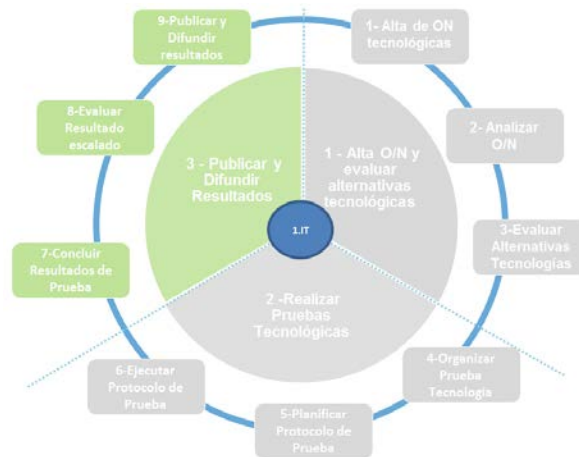


Figura 13 – Tercera Etapa del Proceso Corporativo de Incorporación de Tecnología.

La última fase del proceso de implementación de tecnología es el análisis de los resultados obtenidos y la difusión de las lecciones aprendidas, a fin de contribuir al proceso de mejora continua registrando y documentando todas las actividades y sus resultados. Con esto se busca lograr que cualquier futura implementación en otro Activo de la compañía cuente con una referencia concreta que permita reducir la incertidumbre natural que conlleva la adquisición de una nueva tecnología. Particularmente, este proyecto sienta precedentes para futuras implementaciones de esta tecnología a nivel compañía.

Generación de Valor

La implementación de cualquier tecnología trae implícitamente como resultado la generación de valor. Sin embargo, esta consecuencia no es directa sino que depende de la flexibilidad y posibilidad de incluir e implementar continuamente las lecciones aprendidas durante el proceso, fomentando las mejores prácticas a fin de lograr una mejor adopción (disminuir la resistencia al cambio) y aprovechamiento de la tecnología (alcanzar máximo potencial).

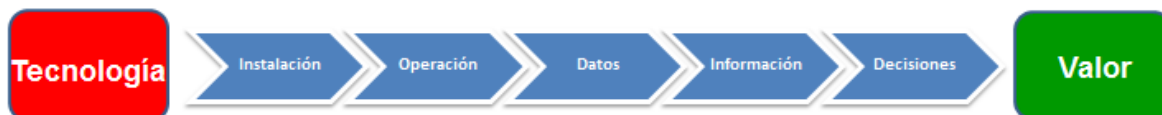


Figura 12 – Generación de Valor con la aplicación de tecnologías.

La aplicación de los cambios realizados trajo beneficios inmediatos en la etapa de Instalación y Operación de la herramienta, repercutiendo positivamente en una mejora sustancial de la confiabilidad de los datos. No obstante, es el último eslabón de la cadena (quizás el más importante) a cargo del usuario donde estos datos a través de la interpretación se transforman en información y logran así mejorar y acelerar el proceso de toma de decisiones. Es así como se materializa el verdadero valor que genera la tecnología.

En este caso particular, los primeros beneficios se pudieron analizar cuantitativamente, desde el comienzo de la implementación de la tecnología. Un ejemplo concreto fue el caso del pozo yacimiento La Carolina (caudal neto de 15 m3/día), tercero en orden de implementación y que al

cabo de unos pocos días de monitoreo mostró signos de falla. Un análisis simple a fin de cuantificar el valor provisto por la tecnología es el de comparar la forma en que se procedió en este caso versus como se hubiera procedido hipotéticamente de no contar con esta tecnología instalada. Una vez visualizada las cartas de fondo y superficie en SCADA la cronología de los hechos y actividades realizadas a fin de recuperar la disponibilidad del pozo se describen en la tabla 2.

Día	Hora	Descripción
Lunes	21:00	Se produce falla de pozo.
	21:00	<i>Sistema de alarmas da aviso de anomalía en pozo, se detecta por dinamómetro carta no representativa del pozo; se diagnostica posible pesca.</i>
	22:00	<i>Guardia de supervisión nocturna se moviliza al pozo y visualiza AIB descontrapado, validando diagnóstico previo. Se solicita equipo de hot oil 24 horas para definir pozo.</i>
Martes	02:00	<i>Equipo de hot oil arriba al pozo, realiza prueba de hermeticidad y circula pozo.</i>
	08:00	<i>Resultados: PH(+), pozo circula pero no se verifica trabajo de bomba. Se solicita hidroelevador para maniobrar.</i>
	09:30	Se define pozo en pesca, necesidad de recurso Flush By.
	13:00	Ingreso equipo de FB.
Miércoles	13:00	Puesta en marcha.

Tabla 2 – Cronología de actividades para recuperar disponibilidad de pozo con sistema de monitoreo.

La consecuencia de esta detección remota (además de los costos de intervención) fue de 51 horas de producción diferida lo que equivale a un total de 25.62 m³ de producción neta.

En el caso hipotético de no contar con este sistema de monitoreo, la cronología estimada de hechos de actividades se describen en la Tabla 3.

Día	Hora	Descripción
Lunes	21:00	Se produce falla de pozo.
Martes	08:30	<i>Se detecta producción (neta) de batería por debajo del promedio.</i>
	10:00	<i>Supervisor toma novedades y comienza recorrido en zona (40 min en llegar a zona de pozos).</i>
	13:00	<i>Se detecta pozo sin producción, se solicita recursos para definir pozo.</i>
	15:30	<i>Se maniobra y se define como posible pesca. Se solicita recursos para circular/realizar prueba de hermeticidad.</i>
Miércoles	00:00	<i>Se circula y define pozo en pesca con PH (+).</i>
	08:00	Ingresó equipo de Flush By al pozo.
Jueves	08:00	Pozo en marcha.

Tabla 3 – Cronología estimada de actividades para recuperar disponibilidad de pozo sin sistema de monitoreo.

En este caso, ante la falta de telemetría, se podría estimar un valor de producción diferida de 37.4 m³ de producción neta (59 horas).

Esta simple comparación nos entrega un 45% de incremento en producción diferida comparando ambos casos y si bien se han asumido condiciones optimistas para el cálculo, en la realidad la diferencia puede ser aún mayor. Sólo este resultado justifica la inversión realizada, sin embargo, los beneficios asociados van más allá de esto.

La prevención y/o eliminación de las fallas asociadas a una inadecuada operación del sistema de extracción es el objetivo primordial que se busca a través de la implementación de esta tecnología. Otro punto de gran importancia, es la adecuación del régimen de extracción a las condiciones del pozo para prevenir fallas prematuras en fondo y superficie.

Si bien la materialización de ambos objetivos genera beneficios tangibles para la compañía, la cuantificación de los resultados esperados es compleja y a priori puede ser solo estimada.

Adoptando un criterio conservador, la primera estimación que podemos generar sería una reducción de pérdidas y fallas asociadas del 1% para el primer año. En la Tabla 4 se observa un cálculo simple de ahorro generado por una reducción estimada en el índice de falla del 1% incremental anual versus el valor actual.

Año	Ind. Intervención por falla	Porcentaje	Ahorro por Intervención
Actual	0.35	----	----
1	0.345	1%	USD 50,400
2	0.34	2%	USD 120,000
3	0.33	3%	USD 240,000

Tabla 4 – Ahorro por disminución del índice de intervención.

La prevención de la falla no solo genera un ahorro de intervención sino también la reducción de las pérdidas localizadas asociadas. Utilizando el mismo criterio, una reducción del 1% de pérdidas anuales generaría para el activo los beneficios que se detallan en la Tabla 5.

Año	% Perdidas/Prod. Total año*	% Reducción	Incremento de Producción**
Actual	4%	----	----
1		1%	USD 43.392
2		2%	USD 86.784
3		3%	USD 130.176

(*) Incluye: Perdidas “con tractor”, “espera de tractor”, “maniobra de producción” y “causas operativas”.

(**) Se calcula con un valor del barril de crudo de USD 50.

Tabla 5 – Incremento de producción por reducción de pérdidas.

Si este primer objetivo de prevenir la falla no se puede cumplir, el sistema implementado permite al momento de la detección de una anomalía generar un diagnostico preliminar, lo cual mejora el grado de certeza y permite asignar los recursos mínimos necesarios para la definición in situ del pozo. Esto genera también un ahorro, actualmente difícil de cuantificar dado la poca madurez del proyecto. La Tabla 6 resume una estimación conservadora del retorno de la tecnología (valor) para el Activo.

AÑO	0	1	2	3
Ahorro por Intervención	----	USD 50,400	USD 99,792	USD 146,694
Producción Diferida	USD 10,000	USD 43,392	USD 86,784	USD 130,176
Ahorro Uso de Recursos	USD 4,000	USD 4,000	USD 6,000	USD 8,000
TOTAL	USD 14,000	USD 97,792	USD 192,576	USD 284,870

Tabla 6 – Retorno de la Tecnología.

El grafico 1 permite comparar una estimación del ahorro versus la inversión (y mantenimiento) de la tecnología en el presente proyecto.

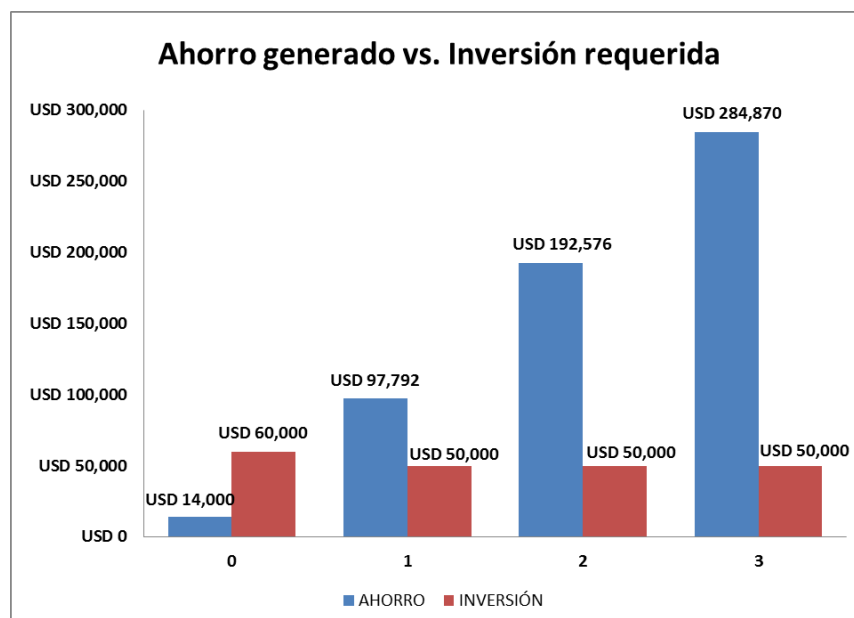


Grafico 1 –Comparación entre el ahorro generado y la inversión requerida

Conclusiones

La implementación del presente proyecto destaca la importancia en la existencia de procesos para la guía y el soporte de iniciativas que busquen la optimización de la producción a través del uso de la tecnología. De igual manera, es importante considerar la implementación de acciones que soporten el manejo del cambio a la hora de incorporar en las organizaciones nuevas tecnologías que demandan nuevos conocimiento y nuevos hábitos de trabajo. Por eso, es importante mantener la flexibilidad para incorporar lecciones aprendidas durante el transcurso del proyecto y fomentar las mejores prácticas a fin de lograr una mejor adopción (disminuir la resistencia al cambio) y aprovechamiento de la tecnología (alcanzar máximo potencial). En este proyecto se generó, a través de la capacitación continua, un ambiente propicio para la adopción de tecnología teniendo en cuenta todas las partes intervinientes.

Otro factor clave desde el punto de vista de la seguridad y la eficiencia a la hora de implementar esta nueva herramienta fue la integración efectiva entre las diferentes partes (YPF-Proveedor-Contratistas). El trabajo en conjunto y el feedback diario fueron los elementos claves que permitieron la identificación y realización de acciones concretas que concluyeron con importantes ahorros operativos.

A priori, resulta complejo estimar cuantitativamente el valor generado por la implementación de esta tecnología, sin embargo, la existencia de beneficios tangibles e intangibles es irrefutable. En este caso, con el 15% de la producción del Activo monitoreada podríamos generar ahorros en el orden de los 100 mil dólares el primer año (calculo muy conservador respecto de la media de la industria) lo cual genera una excelente perspectiva para cuando se materialice el monitoreo de 80% de la producción bajo la órbita de la estrategia corporativa 2020.

Por último, es importante destacar la dedicación de recursos materiales y humanos al proceso de generación de valor a través de la implementación de tecnologías, dado que la máxima utilidad de la herramienta se logra cuando los datos a través de la interpretación son transformados en información. Si bien los actuales modelos de gestión se centralizan en tres (3) pilares principales,

procesos, tecnologías y personas, es este último pilar el que cierra el circuito y permite que los otros dos (2) generen el máximo valor para la compañía. Este proyecto busca consolidar estos tres (3) pilares en post de maximizar la producción a través de la optimización, minimizando fallas y pérdidas, aumentando así la eficiencia total del sistema en un contexto industrial y socio-económico desafiante.

Información de los autores

Nombre: Grier, Samuel Humberto.

Fecha de Nacimiento: 14/09/1987 (28 años).

Estudios Universitarios: Ingeniero Industrial, egresado de UNPSJB, Comodoro Rivadavia, Chubut.

Trayectoria:

06-2012	06-2013	Pasante, Sector Ingeniería y Obras, UNCH, YPF S.A
06-2013	Actualidad	Ingeniero de Producción, Activo Manantiales Behr Sur, UNCH, YPF S.A

Nombre: Gomez, Victor Rodrigo.

Fecha de Nacimiento: 18/03/1989 (27 años).

Estudios Universitarios: Ingeniero de Petróleos, egresado de la Facultad de ingeniería en la Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina.

Trayectoria:

02-2014	03-2014	Pasante, Company-man, UNCH, YPF S.A
06-2014	Actualidad	Ingeniero de Producción, Activo Manantiales Behr Sur, UNCH, YPF S.A

Nombre: Figueroa, Martin Rafael.

Fecha de Nacimiento: 23/03/1982 (34 años).

Estudios Universitarios: Ingeniero Industrial, egresado de UNPSJB, Comodoro Rivadavia, Chubut.

Título de Posgrado: MSc Petroleum Engineering – Heriot-Watt University, UK.

Trayectoria:

2005	2008	Repsol YPF – Ingeniero de Producción, Unidad de Negocios Argelia y UN Santa Cruz
2008	2014	Schlumberger – Sr. Production Technologist (Aberdeen, UK y Houston, USA)
2014	Actual	YPF S.A – Ingeniero de Producción (Comodoro Rivadavia)

Nombre: Souto, Gustavo Daniel

Fecha de Nacimiento: 04/06/1986 (29 años).

Estudios Universitarios: Ingeniero Electrónico, egresado de UNPSJB, Comodoro Rivadavia, Chubut.

Trayectoria:

06-2009	01-2010	Pasante, Sector Ingeniería de Mantenimiento, UNCH, YPF S.A
04-2010	04-2011	Master E&P YPF
04-2011	Actualidad	Ingeniero de Producción, Activo Manantiales Behr Sur, UNCH, YPF S.A