

## Metodología de operación y mantenimiento (O&M) de pozos, para optimizar la explotación de campos maduros

**Héctor Ramón Jiménez Martínez**

*Centro técnico administrativo Pemex Exploración Producción*

*Poza Rica Veracruz*

[hector.ramon.jimenez@pemex.com](mailto:hector.ramon.jimenez@pemex.com)

**Daniel Romo Rico**

[dromor@ipn.mx](mailto:dromor@ipn.mx)

[dromorico@hotmail.com](mailto:dromorico@hotmail.com)

*Investigador*

*ESIA Ticomán, Instituto Politécnico Nacional*

**Información del artículo: recibido: marzo de 2016-aceptado: abril de 2016**

### Resumen

Ante el agotamiento de los grandes campos en México, existe la alternativa de ampliar las operaciones en los campos maduros. Como parte de la estrategia para elevar la producción de petróleo, se propone emplear la metodología de Operación y Mantenimiento (O&M) para elevar la producción de petróleo en campos maduros. En esencia esta metodología integra varias disciplinas, tanto del campo de la ingeniería como de la administración y finanzas y ciencias sociales, las cuales se llevan a cabo de manera ordenada en las cuatro etapas siguientes, supervisión de pozos y toma de información; administración de la información; análisis de la información y ejecución física. La citada metodología O&M fue probada en campo con resultados positivos, pues se contribuyó al logro de los objetivos definidos en la planeación y se mejoraron los niveles de eficiencia, productividad, y por ende, los beneficios.

**Palabras clave:** Campos maduros, explotación petrolera, pozos, operación & mantenimiento, petróleo, Pemex.

## Operation and maintenance (O&M) methodology to optimize the mature fields exploitation

### Abstract

Given the depletion process in the main fields in Mexico, one alternative it consists into increase the activity in mature fields. So, as part of the strategy to increase the oil production, the Operation and Maintenance Methodology (O&M) is proposed to enhance the oil recovery wells in mature fields. This methodology is integrated by several disciplines as engineering, management, finance and social sciences, and it consists in four stages, which need to be executed in an orderly way: Monitoring wells and making information; information management; information analysis and physical implementation. The O&M methodology was used in operations in the field with positive results, as a consequence of, it contributed to achieve the planned objectives and it was a factor to increase the efficiency, improve the productivity, and hence, the company profits.

**Keywords:** Mature fields, exploitation, wells, operation and maintenance, oil, Pemex.

## Introducción

En el mundo existen alrededor de 1.4 billones de barriles de petróleo y gas de reservas<sup>1</sup>, de los cuales 1.6 miles de millones se contabilizaron en 2013 como reservas probadas. La capacidad de acceder a reservas adicionales enfrenta varios retos, toda vez que los campos accesibles se encuentran en proceso de agotamiento, tal como lo han señalado diversos estudios teóricos, como los denominados “pico del petróleo (*Peak Oil*)”. Lo anterior, está orientando a la industria a desarrollar alternativas de investigación para acceder a los hidrocarburos aún disponibles en el subsuelo, que se ubican en aguas profundas, campos maduros, que contienen crudos pesados y extra pesados o que están depositados en los campos “no convencionales”.

Pemex enfrenta esa problemática, pues sus principales campos han entrado en un proceso de maduración, que ha originado que la empresa continúe reduciendo su producción de petróleo desde 2004 y la de gas natural a partir de 2010. Como parte de las acciones emprendidas, y en cumplimiento con el objetivo de “incrementar la producción de hidrocarburos” postulado en su Plan de Negocios 2014-2018<sup>2</sup>, se expone la metodología de Operación y Mantenimiento de pozos (O&M) aplicada en el Polígono Experimental No. 1 (PE1) en un Activo de la Región Norte de PEP. Esta fue parte de la implementación de las mejores prácticas para la administrar la declinación de campos maduros a través de recuperación primaria<sup>3</sup>.

## Desarrollo

A principios del 2010, Pemex decidió impulsar los polígonos experimentales<sup>4</sup>, apoyado en el modelo de negocio conocido como contratos incentivados, que se instrumentaron con los cambios legales en la Reforma Energética de 2008. El

1 <http://www.oilandgastechology.net/upstream-news/world-holds-14-trillion-boe-untapped-oil-gas-reserves>, 03/02/2015.

2 Pemex, “Principales elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018” aprobado en el mes de julio del 2014.

3 Es un modelo de negocios que fue implantado para definir el desarrollo y explotación de campos complejos mediante la aplicación de la tecnología adecuada, mejores prácticas operativas y optimización de costos.

4 Los polígonos experimentales se definen como modelos de negocios implantados para definir el desarrollo y explotación de campos complejos, mediante la aplicación de tecnologías apropiadas, optimización de costos y mejores prácticas operativas.

objetivo fue revertir el comportamiento de la **acelerada declinación de la producción**.

Al amparo de estos polígonos experimentales se desarrolló y probó la metodología O&M de pozos, la cual está basada en el análisis de la cadena de valor, la identificación de los problemas enfrentados y su impacto sobre la producción. Se enfoca a minimizar o eliminar la producción diferida originada por la declinación mecánica; establece acciones definidas, pruebas tecnologías y aplica mejores prácticas con resultados concretos. Su base analítica gira en cuatro ejes sustantivos: actividad física, eficiencia volumétrica, indicadores económicos y costos de producción.

Como primer paso, se procedió a considerar los elementos sustantivos de la estrategia y el orden de aplicación de las actividades. En este contexto, se identificaron cuatro etapas. I. Supervisión de pozos y toma de información. II. Administración de la información. III. Análisis de la información y, IV. Ejecución física. Desde el inicio y durante el desarrollo de las etapas se emplearon bases de datos centralizadas como apoyo a software’s y herramientas especializadas, (plantillas, estudios y análisis de fallas), que permitieron la generación en tiempo real de recomendaciones y generar actividad física de respuesta inmediata.

### Supervisión de pozos y toma de información

La metodología de O&M coadyuva a vincular de manera efectiva las principales áreas de la cadena operativa. En la primera etapa, se identificó como prioritario la revisión de pozos y la obtención de información con calidad y oportunidad, apoyado con personal de campo calificado técnicamente, con experiencia y responsabilidad probadas. Estas actividades sustentan la efectividad de todo el proceso de atención a la producción base.

Para optimizar la atención de supervisión de pozos y toma de información, primero se efectuó un programa piloto de seguimiento de actividades en campo, precisando el personal requerido y definiendo indicadores de calidad y tiempo. Así, se determinó un indicador promedio de atención de 12 pozos/persona. Posteriormente, considerando la cantidad de pozos por macroperforación, se asignó un promedio de dos personas responsables en cada una, **Tabla 1**.

Tabla 1. Personal de O&M por macropera.

Macropera	P o z o s					Personas Asignadas
	Abiertos	Cerrados	Intermitentes	Total	x Persona	
Agrife 608 y 688	23	5	1	29	15	2
Agrife 676 y 634	13	5	2	20	10	2
Agrife 706 y 751	14	7	2	23	12	2
Agrife 736, 659	15	6	1	22	11	2
Agrife 647	17	1	1	19	10	2
<b>Total</b>	<b>82</b>	<b>24</b>	<b>7</b>	<b>113</b>	<b>12</b>	<b>10</b>

Fuente: Pemex, Documentos Técnicos de la iniciativa de Operación y Mantenimiento de pozos, Polígono Experimental No. 1, PEP- marzo 2010-enero 2014.

El programa piloto culminó con el diseño de una estructura organizacional a la medida de los requerimientos de acuerdo a la magnitud del campo y de las actividades a realizar, desglosando sus respectivas funciones, **Figura 1**.

Además, se estableció una estructura referenciada de recursos humanos por su perfil en Ingeniería Petrolera, y perfiles afines, con las principales actividades definidas por áreas, **Tabla 2**.



Fuente: Pemex, Documentos Técnicos de la iniciativa de Operación y Mantenimiento de pozos, Polígono Experimental No. 1, PEP- Marzo 2010-enero 2014.

Figura 1. Personal dedicado a actividades de O&M.

Asimismo, se diseñaron y estandarizaron algunos formatos usados para obtener información de campo para el control, análisis y toma de decisiones. La toma de la información se delimitó y orientó a la obtenida en el subsuelo hasta superficie, equipos dinámicos, cabeza de pozo y manifold de producción.

**Tabla 2.** Atribuciones por departamento para obtener información del proyecto.

Departamento	Actividad
De productividad	Solicitar toma de información y operaciones en pozos; armar técnicas de operación y simular comportamiento de pozos para generar recomendaciones; elaborar bases de usuario para reparaciones menores; analizar y correlacionar información superficial y sub-superficial; diseñar, dar seguimiento y evaluar prácticas operativas o soluciones tecnológicas; analizar cartas dinamométricas y fallas en equipo sub-superficial, optimizar parámetros de operación para el diseño específico de sistemas artificiales; coordinar la logística de los servicios, etc.
Operación de pozos	Actualizar las bases de datos; calcular la eficiencia de la bomba; analizar la información superficial y sub-superficial; generar recomendaciones básicas (medición, circulación inversa, inyección de aromina, aceite caliente, mejoradores de flujo, reacondicionamiento o cambio de sistema artificial); coordinar la atención de servicios a pozos y otros equipos; inspeccionar los elementos del sistema artificial de explotación durante la intervención a pozos; calcular el volumen de gas inyectado para bombeo neumático y producciones de aceite gas y agua; entre otra.
Área de mantenimiento	Analizar los sistemas artificiales de explotación, con base en la siguiente clasificación: i).- Predictivo: mediciones y análisis que permiten detectar condiciones que puedan provocar fallas en el futuro. ii).- Preventivo: intervenciones que mantienen las condiciones de funcionamiento (aceite/filtro, cambio de parámetros de operación, etc.). iii).- Correctivo menor: restablecen la operatividad del equipo mediante el cambio de partes menores que fallaron. Son muchas y de poco valor. iii) Correctivo mayor: restablecen la operatividad del equipo mediante el cambio de partes mayores que fallaron, éstas son pocas y de mucho valor.

Fuente: Elaboración propia.

La información recopilada en pozos operando con equipos de BM impulsados por motores de combustión interna o eléctricos fue: tiempo de paro (hrs), tiempo operando (hrs); motivo de paro; producción esperada por diseño (bls/día); fecha de arranque; fecha de paro; tiempo de vida útil por diseño; tipo de unidad; metodología de bomba; diámetro de la bomba; serie; profundidad de entrada de bomba (m); nivel de fluido en TR desde la superficie (m); nivel de fluido en TP desde superficie (m); sumergencia (m); carrera de la bomba (in); emboladas por minuto; eficiencia en base a la última medición; producción calculada; prueba de producción (kg/cm/min); presión hidráulica descendente (Psi); presión hidráulica ascendente (Psi); varilla pulida (RPM); torque hidráulico (Lb/ft); torque varilla pulida (Lb/ft); motor (RPM); nivel de gas del motor (%); temperatura de motor a gas; temperatura de aceite hidráulico; horas de

trabajo del motor; presión del motor (Psi); voltaje; amperaje; producción de gas (Mmpcd) y producción diferida de gas (Mmpcd).

En el caso de sistemas con BN, la información requerida fue: gas inyectado (m<sup>3</sup>/d/100); presión de apertura de válvulas (Psi); presión de cierre (Psi); presión de flujo (Psi); contra presión (Psi); ciclos por día; tiempo de cierre (min.); tiempo de inyección (min.); tiempo de llegada de bache (min) y tiempo de flujo de bache (min).

Para pozos fluyentes, se consideró el diámetro del estrangulador (1/64"); inicio de perforación; fecha de terminación; profundidad de intervalos productores (m); intervalos cerrados y fecha de fractura.

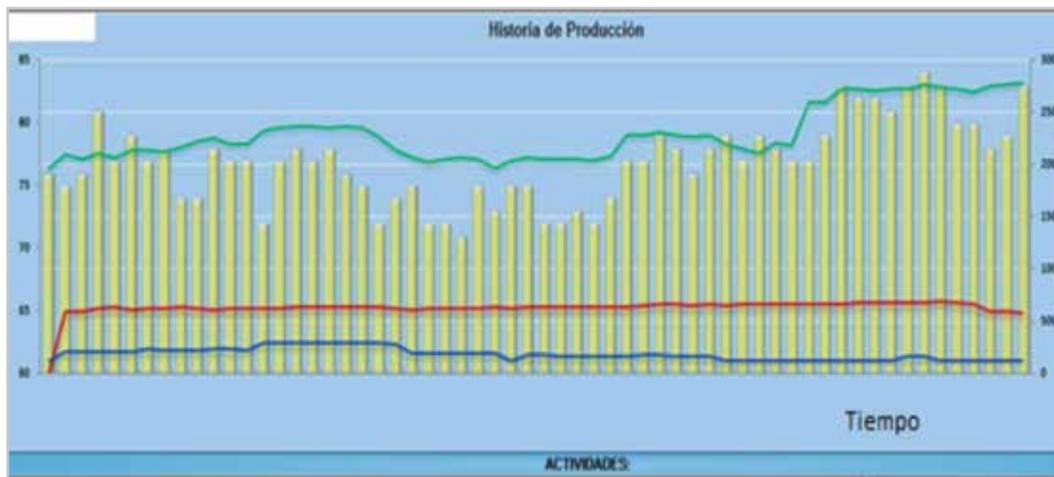
Para todo tipo de pozo se analizó su situación actual, así como la causa probable de su condición, observaciones adicionales de lo que se le hizo al pozo en la inspección de supervisión operativa y cómo respondió. Este reporte siempre se complementó con la información de toma de ecómetros y dinamómetros a pozos cerrados.

En una hoja electrónica de Excel, se estandarizó tanto el formato como la captura de la información y se diseñó su respectivo catálogo con el propósito de facilitar la toma de información y evitar errores de captura.

Un punto importante fue la implantación del hábito de comunicación vía radio, celular o internet; la información de campo se enviaba en tiempo real desde el lugar de origen hasta la sede del equipo de especialistas. En sede se asignó un personal para confirmar de recibido y registrar la información obtenida diariamente desde el campo, misma que fue inmediatamente distribuida a todos los especialistas del PE1, y dependiendo del tipo de problema detectado, con instrucción directa al especialista en turno.

Generación del reporte ejecutivo. La segunda fase de la etapa de administración de la información consistió en la emisión del reporte de control con resultados diarios. Para ello, se creó una plantilla mediante un software para conformar un reporte ejecutivo, el cual se distribuyó entre los grupos de usuarios.

Con el objeto de mantener informados al equipo de especialistas sobre las actividades, diariamente a las 5:00 PM el grupo de operación de pozos, generaba y enviaba el "reporte de operación"<sup>5</sup>. Éste contempló la producción de aceite, gas y agua correspondiente a la fecha, lo que permitió elaborar un resumen de pozos en producción clasificados de acuerdo al tipo de sistema artificial de explotación. La interface de salida del software generó el reporte automáticamente e incluyó, las gráficas de producción tanto de gas como de aceite (línea superior) y agua (línea inferior), en función del número de pozos productores (barras), **Figura 2**.



Fuente: Pemex

**Figura 2.** Gráfica de producción de aceite, (promedio barriles día/mes).

<sup>5</sup> Este contenía los siguientes títulos: Encabezado; producción puntual del día; pozos por sistemas; grafica de producción; toma de ecómetros y dinamómetros; detalle de comentarios; datos de inyección y actividades relevantes.

También se registraron el nombre y número del pozo al que se le tomó ecómetro y dinamómetro y comentarios directos sobre la variación de producción de pozos, que se miden durante el día y sus resultados con respecto a su última medición. De la misma manera, se incluyeron los datos de control del gas inyectado en pozos de bombeo neumático, así como el detalle de los trabajos efectuados en el día y las situaciones detectadas en cada pozo, las actividades inherentes a la supervisión de la operación en campo y observaciones tales como: medición de producción, cambio de estrangulador, condiciones del contrapozo, prueba tecnológica, fuga en algún accesorio o línea, entre otras.

Para facilitar la captura de los datos de pozos inspeccionados en campo, se estandarizaron los catálogos de estado y causas, permitiendo cierta libertad en el comentario de actividad, lo que enriqueció el conocimiento de cada pozo y permitió un análisis más profundo en el momento requerido.

**Carga a base de datos.** Consistió en dar de alta toda la información recabada en el día, la cual se cargó a una base de datos que alimenta a un software. Con ello, se dio un seguimiento puntual a la operación y a la producción, e identificó en tiempo real el o los pozos que influyeron positiva o negativamente en el comportamiento de la operación. La base de datos centraliza, estructura y estandariza el proceso, ya que mediante su inmediato análisis se identifican los problemas de campo, se generan soluciones oportunas y se habilitan actividades, que de manera directa, soportan el mantenimiento de la producción base, lo que reduce tiempos de cierre de pozos y se minimiza la producción diferida.

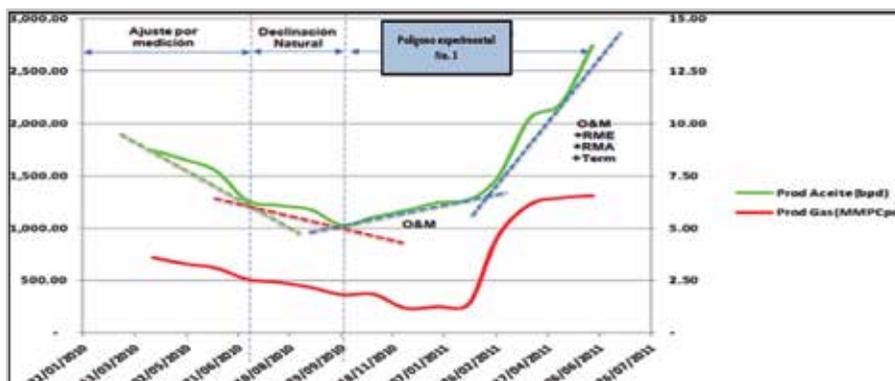
**Generación de plantillas.** Mediante un buen gerenciamiento, se aprovechó la disponibilidad del

contrato con la compañía de servicio para fusionar experiencia y tecnología. Esto generó sinergia, que sumada a la aplicación ingenieril, permitió el uso de las plantillas generadas en el software para el análisis de tendencias de la producción mensual antes y después de la iniciativa, **Figura 3**.

Para cada sistema de producción se crearon plantillas de gráficas especiales a partir de las que se evaluó la condición de cada pozo. En función de ello, se determinaron las acciones para optimizar su operación, las cuales generalmente se centraron en ajuste de emboladas por minuto o ajuste en la carrera. Para cada pozo se pueden crear diferentes plantillas y hacer distintos niveles de agrupación por macropera, por campo, por tipo de sistema de explotación e incluso a nivel polígono, etc. Ello permitió contar con la versatilidad de realizar diferentes análisis con los datos obtenidos.

Se hace uso de software técnico para lograr una mayor comprensión, mejorar interpretación de la información, apoyar la toma de decisiones y coadyuvar en la optimización de la producción base, tales como: (OFM) gerenciamiento de datos de producción; (Rodstar) diseño y optimización de sistemas de bombeo mecánico; (GLIP) programa intermitente de gas lif; (Pipesim) análisis nodal de pozos; (TWM) total well management, toma de dinamómetros y niveles de fluidos; (PEEP) petroleum economic evaluation program, análisis económico de inversiones; diseño y optimización de sistemas de bombeo neumático.

La administración de la información concluyó con la incorporación de información centralizada al software, desde ahí se estableció la interface para su análisis y entrega en formatos estándar.



Fuente: Pemex

**Figura 3.** Seguimiento a la declinación del campo, reporte diario.

## Análisis de la información

En la etapa de análisis de la información se establecieron tres procesos principales, los cuales pueden efectuarse diariamente o en forma periódica:

**Estudios de ingeniería.** El objetivo es desarrollar estudios técnico-económicos a pozos que han terminado su periodo fluyente o que producen con bajos gastos, y por lo tanto, necesitan de un sistema artificial óptimo para poder continuar su explotación comercial. La selección y uso de un sistema se clasifica como una intervención menor, porque no se modifican las condiciones del yacimiento, sino las sub superficiales o superficiales, mecánicas.

El contenido (enunciativo no limitativo), de un estudio de ingeniería es el siguiente: objetivo; alcance; información técnica; desarrollo; criterios de selección de los sistemas artificiales de producción; diagnóstico y alternativas de solución, análisis económico de cada una de las alternativas, conclusiones y recomendaciones.

El detalle de la ingeniería se complementó con una simulación de ingeniería tipo. En ella se analizó, evaluó y determinó el comportamiento del pozo con la aplicación de los distintos sistemas de producción. Los parámetros principales considerados para efectuar la ingeniería fueron: historia de terminación, producción, presiones, problemas identificados durante la vida productiva y el comportamiento actual del pozo. Este análisis se complementó con el de costos y gastos de logística para obtener eficiencias de los distintos sistemas, y con ello, parámetros de referencia para la selección del tipo de sistema que optimiza la producción del pozo.

**Identificación de oportunidades–optimizaciones.** Con el fin de facilitar la identificación de oportunidades y su seguimiento, se estandarizaron las plantillas gráficas en el software para visualización de curvas de comportamiento, que combinadas con los mapas de burbuja, se utilizaron para apoyar la identificación.

Después de identificar en forma precisa el tiempo de recuperación de los pozos fluyentes intermitentes, se optimizó su productividad mediante su conversión al sistema artificial de producción más conveniente. También se establecieron mapas de producción para observar el comportamiento del pozo en el tiempo, lo que permitió programar las acciones a tomar y llevar el control de sus

actividades. Dichos mapas pueden ser de producción, sumergencia, comportamiento de la RGA, de verificación de actividades o de control de las optimizaciones. Mediante el monitoreo continuo, se logró optimizar la producción de aceite en pozos con BM, lo que demuestra la ventaja de tener un proceso eficaz de monitoreo continuo de la O&M del campo.

**Análisis de fallas.** Una de las áreas de oportunidad identificadas con la metodología fue la detección de las fallas asociadas a los sistemas de levantamiento artificial mecánico. Para ello, se requirió de una base de datos de fallas confiable, que se usó como punto de partida para efectuar el análisis causa raíz (ACR). La eficacia del análisis y la toma inmediata de acciones para reducir las fallas o eliminarlas, tanto en el periodo como en el número, constituyó una de las acciones más importantes en pro de la productividad de los pozos, y por ende, es una alternativa para disminuir los costos operativos asociados a fallas.

La identificación de oportunidades inicia desde las observaciones que hacen las cuadrillas de campo. Continúa con la revisión en escritorio que realiza el ingeniero de productividad, auxiliándose de reportes diarios de supervisión, reportes ejecutivos, ecómetros, dinamómetros, cartas de presiones, etc. para comparar las condiciones de operación con las de diseño del sistema.

La revisión física del pozo permitió identificar el componente fallado, el cual se convierte en la causa inmediata con la que se hace un listado de las posibles causas de fallas. Con las evidencias obtenidas en la revisión del pozo, se comienzan a descartar aquellas causas posibles que no correlacionen con las evidencias o con los cálculos realizados de condiciones operativas. Una vez hecho esto, se determina la causa raíz, para la cual se plantean alternativas para mitigar o eliminarla. Estas alternativas se validan técnica y económicamente, paso seguido, se implementaron y se evaluaron mediante su seguimiento y registro. Dichas evaluaciones son efectuadas en forma conjunta entre el personal de gabinete y el operativo, lo cual constituye parte de la cuarta etapa de la metodología aplicada. Por ejemplo, la evaluación compartida permitió concluir que en los pozos del polígono, la mayoría de las fallas asociadas con los sistemas de levantamiento artificial mecánico, se deben a la bomba de fondo, sarta de varillas o tubería.

**Ejecución física de la metodología.** Para obtener los resultados deseados en la metodología de O&M fue necesario efectuar un ejercicio de planeación estratégica y

enfocar los esfuerzos al objetivo de “sostener la plataforma de producción base”. Por lo anterior, la primera acción fue emitir los lineamientos siguientes para sustentar las decisiones operativas:

- Establecer cambios organizacionales puntuales, derivados de la adopción de las partidas semi integrales autorizadas.
- Identificar sistemáticamente oportunidades, evaluar sus riesgos, definir su probabilidad de éxito y tomar decisiones inmediatas.
- Concentrarse sólo en los pozos cuyos problemas al resolverse sean factibles de lograr buenos resultados.
- Seleccionar el sistema artificial idóneo para competir con grandes probabilidades de éxito.

Paso seguido, se adoptó un estilo gerencial para impulsar no solo la iniciativa de O&M, sino las demás iniciativas y actividades del polígono. Se integró un grupo de personas de diferentes especialidades y áreas de la empresa, con capacidades técnicas y administrativas para definir el desarrollo y explotación de campos complejos; para ello se les facultó de responsabilidad y medios económicos a través de un contrato integral y con autoridad para estudiar, recomendar y tomar decisiones.

Con base en el análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas), se realizó un diagnóstico. Entre los hallazgos, se identificaron tres debilidades del grupo de trabajo: resistencia al cambio (confort), bajo grado de responsabilidad hacia las metas y lentitud en la toma de decisiones, debido a la naturaleza democrática de deliberación del grupo. Lo anterior dio la pauta para explorar como área de oportunidad el clima<sup>6</sup> y la cultura organizacional<sup>7</sup>. Con esto, se impulsó el desarrollo cultural hacia los objetivos colectivos priorizando cierto grado de autonomía en la toma de decisiones, el desarrollo de nuevas ideas y la expresión personal.

6 El clima organizacional depende del grado de motivación de los compañeros para que puedan desempeñar sus labores satisfactoriamente.

7 La cultura organizacional describe formas de comportamiento y percepciones de estructuras sociales; incluye psicología, actitudes, experiencias, creencias, supuestos, símbolos, héroes, rituales, etc. y se define como la colección específica de normas y valores (personales y culturales) compartidos por personas que controlan la forma en que interactúan entre sí tanto en la organización como con el exterior. Al proceso de cuantificación de la cultura de una organización se le conoce como clima organizacional.

Asimismo, se consideraron los nueve factores que, repercuten en la generación del clima organizacional: estructura, responsabilidad, recompensa, desafíos, relaciones, cooperación, estándares, conflictos e identidad, (Litwin y Singer, 1968).

Se analizó el estilo de un equipo auto gerenciado, determinándose que éste se debilita ante el temor de dar control a los empleados, derivado básicamente de la inseguridad que aflige a los altos mandos al sentir que si no controlan y dirigen a sus empleados, podrían ser vistos o calificados como poco trabajadores, o como si no estuvieran ejecutando bien sus funciones. Se dedujo que más que un estilo de liderazgo aplicable, era necesario facilitar el desempeño del grupo para convertirlo en un verdadero equipo, que independientemente del nivel jerárquico, se responsabilizara de los resultados del proyecto.

Se adoptó el *Empowerment*<sup>8</sup> como una herramienta de la calidad total en los modelos de mejora continua y reingeniería. Se fortaleció el liderazgo para facultar a los empleados a obtener resultados y alentar su compromiso con la organización, dar sentido al trabajo en equipo y ayudar a que la calidad total deje de ser solo una filosofía motivacional y se convierta en un sistema radicalmente funcional. Este sistema de gestión se caracterizó por incrementar la confianza de los integrantes del equipo; aumentar la responsabilidad, autoridad y compromiso; desarrollar la creatividad; compartir el liderazgo y las tareas administrativas; evaluar y mejorar la calidad del desempeño y el proceso de información; innovar para mejorar la estrategia; mejorar la comunicación y las relaciones; intensificar el entusiasmo y la actitud positiva.

Para integrar a los especialistas del polígono experimental, se fortalecieron tres valores fundamentales: el compromiso, que debe ser congruente y decidido en todos los niveles, pero sobre todo en los líderes, como modelo de *lealtad* (se sustenta en el honor como cualidad moral, que lleva al hombre a cumplir con los deberes propios respecto al prójimo y a uno mismo) y *persistencia* (mantenerse constante en pos del logro, perseverar en los objetivos, en

8 El Empowerment contempla que los directamente relacionados con una tarea, son los más indicados para tomar una decisión al respecto, pues poseen las actitudes y aptitudes requeridas. Bajo este concepto administrativo se optimizaron los beneficios de la tecnología de información, el equipo de trabajo y la organización, para llevar a cabo la consecución de los objetivos planteados. Los empleados de todos los niveles se involucraron en el alcance de las metas, bajo un sentido de compromiso y autocontrol, en donde los administradores ceden al equipo cierta parte de su autoridad decisional, a cambio de la responsabilidad correspondiente.

las relaciones, en el trabajo, etc), así como de *acción*, (fuerza que estimula, entusiasmo y convierte a la gente en líderes vitales).

II.-La disciplina.- No implica un relajamiento para permitir el paternalismo; más bien fomentar: *orden* (que la gente pueda trabajar en un sistema estructurado y organizado, para desarrollar sus actividades adecuadamente) y *roles definidos* (determinar perfectamente el alcance de las funciones y responsabilidades, para que el personal tome decisiones óptimas).

III.- Las relaciones humanas.- Para poder desarrollar compromiso y disciplina, se requirió dar identidad al especialista mediante la práctica de relaciones: *efectivas*, (para el logro de los objetivos propuestos en el trabajo) y *sólidas* (que permanezcan en el tiempo y no dependan de un estado de ánimo volátil).

Los valores implantados se reforzaron con acciones como: delimitar autoridad y responsabilidad por área; seleccionar técnicas de medición y control sobre las condiciones de trabajo; definir roles y normas para trabajar juntos. Así, se eliminó la resistencia al cambio, se incrementó la responsabilidad hacia las metas y se agilizó la toma de decisiones, logrando que todas las personas relacionadas con la actividad de O&M aplicaran su saber, sus expectativas, sus necesidades y hasta sus formas de relacionarse de manera cotidiana.

Un análisis de las causas y efectos de las decisiones tomadas en cada fase del proceso de O&M y la consecuencia de tomar o no tomar estas decisiones, converge en que ninguna decisión es más importante que otra y que todas las etapas del proceso son de importancia vital; por lo tanto, si una etapa falla todo el proceso falla; si un elemento no toma la decisión oportuna y correcta el resultado afecta a todo el sistema.

La sinergia se alcanza cuando todas las áreas del negocio se dirigen hacia el mismo objetivo. Esto impulsó la cuarta etapa de la metodología de O&M, denominada “ejecución física”, misma que consideró las actividades que se efectuaban antes de la implementación y la aplicación de las mejores prácticas operativas y pruebas tecnológicas.

**Actividades que se efectuaban antes de la aplicación de la metodología.** El objetivo fue optimizar tiempo y servicio generado en las tareas principales que se efectuaban dentro del polígono, tales como: revisión de fugas y condiciones

generales de los pozos; toma diaria en campo de parámetros operativos básicos (presiones, temperaturas, % de agua, etc) y la identificación de desvíos; trabajos con equipos de línea de acero, tubería flexible, registros de presión de fondo, servicios a pozos; manipulación de conexiones superficiales, accesorios e instrumentación del pozo; generación de reportes; entre las más importantes.

**Implementación de mejores prácticas operativas y pruebas tecnológicas.** Ambas actividades se enfocan tanto a resolver problemas, alcanzar costos competitivos, un nivel de certeza elevado y el aseguramiento de la calidad. Con el objeto de mejorar la productividad de los pozos en el PE1, se documentaron soluciones e implementaron mejores prácticas y tecnologías, cuyo alcance incluyeron las fases de diseño, ejecución, monitoreo, control, evaluación y masificación.

Además, se probaron algunas tecnologías tales como: registros dieléctricos ADT, sistema de control AWP, evaluación integral de fractura, separador voraxial, sistema artificial no convencional *lift oil*. También algunas de las mejores prácticas como: operaciones simultáneas de RMA y RME; producción por intervalo múltiple; uso de estranguladores de fondo, mejoradores de flujo, entre otras.

La aplicación de la metodología de O&M fue sistemática y se concibió como un proceso continuo bajo la dinámica petrolera, especialmente en la toma de decisiones en todos los niveles, dado el comportamiento complejo de este tipo de pozos. La esencia no es que los planes deberían cambiarse a diario, sino que la planeación operativa se efectúe en forma continua y sea apoyada con acciones apropiadas.

## Resultados de la aplicación de la metodología O&M

### Resultados operativos

El alcance de la metodología, además del mantenimiento dinámico a pozos (optimizaciones, limpiezas, inyección de producto químico, etc.), contempló el reacondicionamiento o conversión de pozos fluyentes, bombeo neumático y de cavidades progresivas a mecánico, lográndose efectuar en todo el periodo 62 reparaciones menores, con un 92% de éxito volumétrico y un 82% de éxito económico.

Cuando se iniciaron las actividades en marzo de 2010 en el área adscrita al PE1 había 105 pozos, de los cuales 33 estaban cerrados y 72 operando. De estos últimos, 30 fluían

con presión propia y 42 mediante diferentes sistemas artificiales de producción (17 bombeo mecánico convencional, 14 cavidades progresivas y 11 bombeo neumático continuo). Para diciembre del 2013, el total de pozos del polígono fue de 122, de los cuales sólo 22 estaban cerrados y 100 aportando producción. De estos últimos, 13 fluyeron con presión propia y 87 mediante diferentes sistemas artificiales de producción (83 bombeo mecánico LLS e ICI, 3 bombeo neumático continuo y 1 con *Lift oil*, sistema artificial no convencional), **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Pozos recibidos y entregados.

Sistema	Bombeo								Total	
	Mecánico		Neumático		Cavidades progresivas/lift Oil		Fluyentes		Recibidos	Entregados
Pozos	Recibidos	Entregados	Recibidos	Entregados	Recibidos	Entregados	Recibidos	Entregados	Recibidos	Entregados
Operando	17	83	11	3	14	1	30	13	72	100
Cerrados	11	17	3	1	2	0	17	4	33	22
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>100</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>47</b>	<b>17</b>	<b>105</b>	<b>122</b>

Fuente: Pemex

### Resultados volumétricos, (productividad)

En julio de 2010, se terminó la medición de todos los pozos y se validó la línea de referencia de producción del PE1, estableciéndose en 1,070 barriles de petróleo diarios (bpd). Al cierre del año 2013, la producción fue de 2,740 bpd; es decir, 156% más.

En el periodo de aplicación del proyecto se obtuvo una producción total acumulada de 3,312,828 barriles, de los cuales el 53% se derivó de actividades relacionadas con la aplicación de la metodología de O&M, mientras que el 47% restante se obtuvo de la actividad estratégica (terminación de pozos 26% y reparaciones mayores 21%). Al aplicar la metodología y en el seguimiento diario del comportamiento de los pozos, se identificaron en tiempo real pozos para

reparación mayor, efectuando su intervención en forma simultánea con reparaciones menores en una misma macropera.

Lo anterior muestra que indirectamente la metodología también influyó en la producción por actividad estratégica. En la **Tabla 4** se presenta un resumen comparativo de la producción promedio, obtenida mediante los diferentes sistemas de producción aplicados considerando las fechas de inicio de aplicación de la iniciativa y cierre del contrato. Se efectuaron 62 reparaciones menores cuyo éxito volumétrico obtenido fue del 92%; el análisis de sensibilidad indica que en volumen se puede producir hasta menos 14%, el precio del crudo puede ser menor hasta en 11% y los costos pueden incrementar hasta en un 18%, todas las variaciones, sin significar pérdidas para el proyecto.

**Tabla 4.** Resumen de los indicadores de producción obtenidos con la metodología O&M.

Sistema de Producción	Pozos Op. (Num.)		Prod. Total (bpd)			Prod.Prom/Pozo (bpd)		
	dic-10	dic-13	dic-10	dic-13	Incremento	dic-10	dic-13	Incremento
BM	14	83	235	2,479	11	17	30	178%
BN	12	3	223	54	24%	19	18	97%
CP(2010)/Lift Oil(2013)	1	1	2	13	650%	2	13	650%
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>87</b>	<b>460</b>	<b>2,546</b>	<b>553%</b>	<b>17</b>	<b>29</b>	<b>172%</b>

Fuente: Pemex

bpd barriles de aceite diario; BN bombeo neumático; BM bombeo mecánico

## Costos de producción

Conforme a la práctica internacional, el costo de producción se calcula dividiendo los costos totales de producción (en dólares), entre la producción total de hidrocarburos (en barriles de petróleo crudo equivalente) del periodo respectivo. En el PE1 se implementó un sistema de costos,

diseñado exclusivamente para evaluar el comportamiento del perfil de costos del proyecto, considerando la complejidad y el tipo de contrato a manejar, así como la disponibilidad de personal para el seguimiento de la facturación, con el fin de contar con una ponderación objetiva, que coadyuve en la toma de decisiones correcta, derivado del seguimiento y control de los costos del proyecto, **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Costos promedio anuales, (dólares).

Año	2010	2011	2012	2013
<b>Costo de Producción</b>	<b>16</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>10</b>

Fuente: Pemex

El valor agregado del sistema de costos permitió alinear la actividad física-financiera-volumétrica para efectuar la evaluación y seguimiento del proyecto en tiempo real, lo que permite el análisis comparativo de resultados entre distintos proyectos.

## Evaluación económica

Con el propósito de demostrar que la metodología de O&M tiene la capacidad de crear beneficios, se identificaron y cuantificaron los flujos de efectivo generados durante el periodo de vida del contrato y se emplearon para efectuar la evaluación económica.

El método usado para evaluar el proyecto fue el Valor Presente Neto (VPN). Las premisas aplicadas fueron: paridad 12.8 \$/dl, costo de operación y mantenimiento de 10 dls/bl; el periodo de evaluación fue de 10 años, de acuerdo a la producción de abandono del campo. El pronóstico de producción de aceite y gas se obtuvo a partir de la producción obtenida en el último año (2013), aplicando el factor de declinación mensual de 4%, el cual se tomó de la declinación promedio real alcanzada en los pozos del polígono.

**Tabla 6.** Indicadores económicos de la metodología.

<b>Indicadores Económicos 2010-2013</b>	
VPN MM usd	201.7
VPI MM usd	54.0
VPN / VPI	3.7
Inversión MM usd	45.7
Aceite MM b	2.3
Gas MMMpc	5.8

Fuente: Pemex

Con el uso de la metodología se logró que de una inversión inicial de 45.7 millones de dólares (MM USD) se alcanzara un valor presente neto de 201.7 MM USD, obteniéndose una eficiencia en la inversión de 3.7 veces, **Tabla 6**.

## Conclusiones

El instrumentar herramientas que mejoren las operaciones en la industria petrolera es fundamental, porque inducen eficiencia y competitividad en las empresas. En el caso de la aplicación de la metodología O&M, se realizaron un conjunto de acciones que permitieron alcanzar los objetivos siguientes:

- ❖ Documentar soluciones e implementar mejores prácticas y tecnologías para mejorar la productividad de los pozos.
- ❖ Identificar áreas de mejoramiento en sistemas artificiales, la medición de pozos e infraestructura de producción.
- ❖ Conformar una cartera de propuestas de optimización y reactivación de pozos rentables.
- ❖ Integrar equipos de productividad que fortalezcan la función, estructura, gobernabilidad y toma de decisión para la operación de pozos.
- ❖ Mejorar el nivel de competencias de personal técnico en las áreas de operación, mantenimiento y productividad de pozos.
- ❖ Homologar tecnologías y prácticas exitosas en la operación y mantenimiento de pozos.
- ❖ Orientar las actividades sustantivas de O&M (toma de información y supervisión enfocada), para reactivar pozos cerrados y hacerlos rentables.

Los resultados obtenidos tuvieron un impacto positivo en la mejora en las operaciones, en el volumen extraído, una reducción en los costos y en el valor del proyecto en su conjunto.

## Bibliografía

1. Jiménez Martínez, H. R. 2014. Lift Oil Sistema Artificial para la Explotación de Pozos Cerrados. *Revista Horizonte Sur PEP RS*.
2. Ley de Hidrocarburos. 2014. *Diario Oficial de la Federación* 731 8 (lunes 11 de agosto): 1-54.
3. Litwin, G. y Stringer, R. A. 1968. *Motivation and Organizational Climate*. Boston: Harvard University Press.
4. Lowe, W. B. y Trotter, G. L. 1999. Nuevas Técnicas para el Manejo de la Producción. *Oilfield Review* (otoño): 2-17. [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish99/aut99/p2\\_17.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p2_17.pdf) (consulta 15 de marzo de 2015).
5. Pemex. 2011. Esquema Alternativo para la Identificación de Soluciones Integrales, presentación PPT, Veracruz, México.
6. Pemex. 2011. Presentación de Gobernabilidad de los Polígonos Experimentales.
7. Pemex. 2011. Sistema de Control y Seguimiento de Costos de Producción, Polígono Experimental No. 1.
8. Pemex. 2012. Sistema de Control y Seguimiento de Costos de Producción, Polígono Experimental No. 1.
9. Pemex. 2013. Informe Técnico Final de Actividades Realizadas en el Polígono Experimental No. 1, Iniciativas Tecnológicas Implantadas.
10. Pemex. 2013. Reporte Técnico Operación y Mantenimiento de Pozos, presentación PPT, Veracruz, México.
11. Pemex. 2013. Sistema de Control y Seguimiento de Costos de Producción, Polígono Experimental No. 1.
12. Pemex. 2014. Documentos Técnicos de la Iniciativa de Operación y Mantenimiento de Pozos, Polígono Experimental No. 1, Pemex PEP.
13. Pemex. 2014. Principales Elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018 aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.
14. World Holds 1.4 Trillion Boe in Untapped Oil and Gas Reserves. 2013. *Oil & Gas Technology* <http://www.oilandgastechology.net/upstream-news/world-holds-14-trillion-boe-untapped-oil-gas-reserves> (consulta 15 de marzo de 2015).

## Semblanza de los autores

### Héctor Ramón Jiménez Martínez

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional, Maestría en Administración, Planeación, y Economía de los Hidrocarburos, Diplomado en Finanzas Corporativas en el ITAM, Diplomado en Dirección Estratégica por la UIPR. Ha laborado en Petróleos Mexicanos desde 1986 en áreas de almacenamiento, distribución, centrales de bombeo, baterías de separación, ductos y pozos, proyectos integrales, planeación estratégica y operativa, finanzas y contratos de obra.

### Daniel Romo Rico

Es Doctor en Economía de la Energía por la Universidad Nacional Autónoma de México. Maestro en Ingeniería Económica y Financiera por la Universidad La Salle. Cuenta con la especialidad en Finanzas en la Universidad Anáhuac y Licenciado en Economía por la Universidad Autónoma Metropolitana. En la actualidad funge como Jefe de Investigación en el posgrado de la ESIA Ciencias de la Tierra, IPN. Ha impartido cátedras sobre economía y finanzas de la industria petrolera, evaluación de proyectos y sector energético, planeación estratégica y tecnología. Laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo realizando actividades de planeación estratégica, en el Grupo Financiero Bancrecer y en la Bolsa Mexicana de Valores en las áreas económicas y bursátiles.

Ha publicado en The Journal of Energy and Development; Hydrocarbon Processing, World Oil, entre otras. Es coautor en libros editados por la UNAM, UAM, IPN, Pemex, UNICAR y el IMP y autor de dos libros, uno sobre la Banca en México y otro sobre Pemex. Ha participado en distintos Congresos Nacionales e Internacionales organizados por la AMEE, la IEED, la UNAM, UAM, IPN, UAEH y Unicaribe, entre otras.