

**PROYECTO DE OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN TRABAJOS DE
MANTENIMIENTO DE SUBSUELO PARA UN GRUPO DE CAMPOS
PILOTO DE ECOPETROL S.A.**

GINET SEPULVEDA FAJARDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

**PROYECTO DE OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN TRABAJOS DE
MANTENIMIENTO DE SUBSUELO PARA UN GRUPO DE CAMPOS
PILOTO DE ECOPETROL S.A.**

GINET SEPULVEDA FAJARDO

**TRABAJO DE MONOGRAFÍA DE GRADO REALIZADO PARA EL
OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GERENCIA DE
HIDROCARBUROS.**

DIRECTOR

INGENIERO OSCAR BRAVO MENDOZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

Agradecimientos,

A mi amada hija Maria Luisa quien ha hecho realidad el sueño más grande de mi vida. A mi familia por su apoyo en todos los caminos que emprendo.

Igualmente agradezco: al Ingeniero Oscar Bravo, quien me ha apoyado en el desarrollo de esta monografía, a Ecopetrol por permitirme participar en este proyecto el cual se ha llevado a la práctica, a mi jefe directo Enrique Fuentes por retar día a día mi potencial de liderazgo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	11
1 METODOLOGIA PARA ANALISIS DE PROYECTOS DE OPTIMIZACION DE MANTENIMIENTO DE SUBSUELO	14
1.1 DESCRIPCION DEL PROCESO DE MANTENIMIENTO DE SUBSUELO	14
1.1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO	15
1.1.2 REACONDICIONAMIENTO, RECOMPLETACIÓN (Ra/Rc) Y SERVICIOS A POZOS.....	29
1.2 METODOLOGIA DE EJECUCION PROYECTO	30
1.3 ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN.....	31
1.4 ACTIVIDADES DEL PROYECTO	33
1.5 ESTRUCTURA Y RESPONSABILIDADES DE LA ORGANIZACION DEL PROYECTO	35
1.5.1 Alcance Organizacional	35
1.5.2 Alcance funcional y de responsabilidades	36
1.6 CRONOGRAMA DEL PROYECTO, HITOS Y ENTREGABLES	40
1.6.1 Cronograma general del proyecto.....	40
1.6.2 Entregables	40
1.7 PREMISAS, SUPUESTOS Y RESTRICCIONES DEL PROYECTO	42
1.7.1 PREMISAS GENERALES	42
1.7.2 SOBRE EL ALCANCE.....	42
1.7.3 SOBRE DATOS.....	43
1.7.4 SOBRE EL EQUIPO.....	43
1.7.5 TEMAS LOGÍSTICOS	44
1.7.6 DE DOCUMENTACIÓN	44
1.7.7 DE TIEMPOS Y EJECUCIÓN DE TAREAS	44
2 RESULTADOS DEL PROYECTO	46
2.1 DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ACTUAL	46
2.1.1 Estandarización de criterios de análisis.....	46
2.1.2 Selección de indicadores o KPI's para el referenciamiento de la situación actual de los campos.....	47
2.1.3 Selección de metodología de análisis	48
2.1.4 REFERENCIAMIENTO DE PROCESO DE COSTOS DE SUBSUELO	51
2.1.5 Estado actual de campos base de análisis.....	54
2.1.6 Situación tecnológica.....	67

2.2 Evaluación de iniciativas.	72
3.RECOMENDACIONES	76
4.CONCLUSIONES.....	79
BIBLIOGRAFÍA.....	81

LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1. Características del levantamiento por Bombeo Mecánico Convencional.	16
Imagen 2. Unidad Convencional de Bombeo.....	18
Imagen 3. Características del levantamiento de hidráulico.....	20
Imagen 4. Características del levantamiento de bombeo de cavidad progresiva. .	23
Imagen 5. Características del levantamiento de bombeo electrosumergible.	25
Imagen 6. Estructura Organizacional.....	35
Imagen 7. Plan de trabajo.....	40
Imagen 8. Curva `S` de Madurez Tecnológica.....	68
Imagen 9. Dominio de tecnología.	69
Imagen 10. Mapa de Camino – Implantación de Recomendaciones	78

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Matriz de entregables.....	41
Cuadro 2. Valores Referenciales Internacionales para los 4 indicadores	53
Cuadro 3. Evaluación de priorización de iniciativas, según análisis de riesgo	73
Cuadro 4. Promesa de valor de las iniciativas evaluadas.....	74
Cuadro 5. Nuevas iniciativas – Lifting Cost 2012 – USD/BL.....	74

LISTA DE GRÁFICAS

Grafico 1. Porcentaje de disponibilidad de pozos.	48
Grafico 2. Pérdidas Acumuladas.....	49
Grafico 3. Análisis de fallas operacionales.	49
Grafico 4. Proceso de gestión de mejora.....	50
Grafico 5. Metodología de optimización.....	51
Grafico 6. Distribución de pozos de BM por profundidad.....	54
Grafico 7. MTBF (días), BM, Campos 0-3000´ vs Benchmarking Profundidad de 3000 a 6000 pies.	55
Grafico 8. Costo Promedio por Intervención, BM, Campos 3000´-6000´ vs Benchmarking.....	56
Grafico 9. Costo Índice de frecuencia de intervención, BM, Campos 3000´-6000´ vs Benchmarking	57
Grafico 10. Distribución de pozos ESP por profundidad.....	57
Grafico 11. Tiempo Promedio por Intervención, ESP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.....	58
Grafico 12. Tiempo Promedio de Intervención, ESP, por campo, 6000´ - 9000´ vs Benchmarking.....	59
Grafico 13. Costo Promedio por Intervención, ESP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.....	59
Grafico 14. Costo Promedio de Intervención, ESP, por campo, 6000´ - 9000´ vs Benchmarking.....	60
Grafico 15. Índice de frecuencia de intervención, ESP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.....	60
Grafico 16. Índice de frecuencia de intervención, ESP, por campo, 6000´ - 9000´ vs Benchmarking.....	61
Grafico 17. MTBF (días), ESP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.....	62
Grafico 18. MTBF (días), ESP, por campo, 6000´ - 9000´ vs Benchmarking.....	62
Grafico 19. Distribución de pozos PCP por profundidad.....	63
Grafico 20. Distribución Tiempo promedio por intervención, PCP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.....	64
Grafico 21. Costo promedio por intervención, PCP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.....	65
Grafico 22. Índice de frecuencia de intervención, PCP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.....	66
Grafico 23. MTBF (días), PCP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking	67
Grafico 24. Producción diferida versus tecnología y procesos.	71

RESUMEN

TITULO: PROYECTO DE OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN TRABAJOS DE MANTENIMIENTO DE SUBSUELO PARA UN GRUPO DE CAMPOS PILOTO DE ECOPETROL S.A.¹

AUTOR: GINET SEPULVEDA FAJARDO²

PALABRAS CLAVES: Metodología Gestión, Costos de Subsuelo, Optimización

Durante la vida productiva de un campo petrolero se requieren diferentes trabajos de mantenimiento de pozos con el fin de mantener la mejor productividad de los mismos e incrementar el factor de hidrocarburos presentes en un determinado yacimiento. Para ello se requiere profesionales que cuenten con una metodología adecuada, que oriente y facilite la toma de decisiones para mejorar la gestión de activos asignados y lograr la máxima rentabilidad de los mismos.

En este trabajo, se presenta una metodología implementada en Ecopetrol S.A, en donde se establece un método de optimización de costos de subsuelo, un diagnóstico, para comparar el modelo con las mejores prácticas de la industria e identificar acciones de optimización, valorando su economía y promesa de valor para la compañía, reflejando al final una eficiencia en costos.

Con las oportunidades identificadas en el proyecto, se espera implementar de forma gradual estrategias de optimización que permitan a la compañía asegurar las promesas de optimización de costos de Levantamiento de USD\$ 0,81 por barril de producción de crudo, orientando de forma sistémica a los gerentes de este proceso a través del Mapa de camino; el cual brinda la senda progresiva que se debe dar en este o en cualquier otro proyecto para apalancar la sostenibilidad de este proceso e implícitamente el de la compañía.

¹ Monografía

² Facultad Ingeniería Físicoquímica, Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ing. Oscar Bravo Mendoza

ABSTRACT

TITLE: PROJECT COST OPTIMIZATION OF SUBSURFACE MAINTENANCE WORK GROUP FOR A PILOT COURSE ECOPETROL SA*

AUTHORS: SEPULVEDA FAJARDO, Ginet **

KEYWORDS: Methodology Management, subsurface cost, Optimization

DESCRIPTION

During an oil field life cycle, it requires a range of well services in order to keep the ideal well productivity and increase the recovery factor of the corresponding reservoir. Perform this task requires experimented professionals along with suitable methodologies, which help to support the decision making process, improving the field management and maximizing the assets profitability.

This paper provides a methodology implemented within Ecopetrol S.A, which sets a subsurface cost optimization model and diagnostic method; it compares the industry's best practices and identifies optimization tasks, as well as estimates their financial indicators (NPV) and their expected overall value to generate cost efficiency.

Based on the project opportunities identified, it expects to implement gradually the optimization strategies, which will lead the company to achieve its lifting cost target USD \$0.81 per oil barrel. In addition, it will drive systematically the process managers to follow the road map identified; therefore, it also gives an accurate progressive path for any project in order to leverage its sustainability and the company likewise.

* Monograph.

** Physico - Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Hydrocarbon Management Specialization Director: Ing. Oscar Bravo Mendoza

INTRODUCCIÓN

Ecopetrol, como parte de su orientación estratégica, ha venido realizando esfuerzos alineados para la Optimización de costos en todas sus actividades, lo cual incluye una revisión integral de todos sus procesos operativos. En este contexto la Coordinación de Costos de la Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento (área en la cual me desempeño) junto con la Vicepresidencia de Producción, inician un análisis de identificación de proyectos de optimización sobre áreas de proceso que representen los costos de más alto impacto para las operaciones de producción de crudo y gas. Para ello se desarrolla una metodología de trabajo que permita a los gerentes de operaciones estructurar y direccionar sus estrategias, implementarlas en los proyectos para solucionar los grandes problemas operacionales y para obtener ahorros representativos de recursos y el desarrollo de actividades de forma sostenible y mantener una confiabilidad operativa en los campos de la compañía.

Un proceso con un costo de alto impacto, son las operaciones de subsuelo, las cuales representan un 20% de su costo de levantamiento, y que afecta la eficiencia operacional en aspectos como: 1) pérdidas de producción asociadas a los largos tiempos en la ejecución de los mantenimientos a pozos y la frecuencia en las repeticiones de los mismos y 2) por el alto costo en la contratación de equipos por falta de estándares.

Esta monografía, se centrara en presentar la metodología de trabajo desarrollada para el diagnóstico de los procesos de mantenimiento de subsuelo y las estrategias de optimización planteadas para un grupo de campos piloto del área del Magdalena Medio, con la proyección de implementar el sistema planteado en todas las Gerencias Regionales de Producción de ECOPETROL S.A., e identificar oportunidades de optimización sobre la base de estándares internacionales de referencia.

Dentro del proyecto se realizó un análisis de la situación actual, un estudio de benchmarking de mejores prácticas e identificación de acciones correctivas que brinden, a los campos objeto de análisis, cerrar las brechas entre su situación actual y la situación deseada.

1 METODOLOGIA PARA ANALISIS DE PROYECTOS DE OPTIMIZACION DE MANTENIMIENTO DE SUBSUELO

1.1 DESCRIPCION DEL PROCESO DE MANTENIMIENTO DE SUBSUELO

Para tener claridad del proceso referenciando, se hace una pequeña descripción del mismo. Haciendo especial énfasis en los distintos sistemas de levantamiento, esto con el propósito de facilitar la lectura de una persona que realice actividades diferentes a la técnica.

Durante la vida productiva de un campo petrolero se requieren diferentes trabajos de mantenimiento de pozos con el fin de mantener la mejor productividad de los pozos y lograr un mejor factor de recobro final de hidrocarburos presentes en un determinado yacimiento. Y así evitar el deterioro de las formaciones productoras de crudo/gas o el taponamiento de zonas de inyección de agua. Con el tiempo en los pozos se pueden presentar problemas serios de arenamiento, producción excesiva de agua o gas en los intervalos productores, taponamiento de la cara de las formaciones, precipitación de parafina, asfaltenos y otra serie de problemas de subsuelo o problemas con los equipos de producción, que deben resolver los encargados de subsuelo y de yacimientos, con el fin de reestablecer el potencial productivo de los pozos.

Para realizar estos trabajos de subsuelo de mantenimiento a pozos, se requiere conocer los procedimientos operativos, equipos de reacondicionamiento y de servicio a pozos, fluidos de control de pozos, herramientas y materiales para ejecutar los programas de mantenimiento de pozos en forma técnica y económica,

evitando daños del yacimiento y contaminación ambiental, cumpliendo con la disposición final de los diferentes residuos resultantes de todas estas operaciones.

La industria petrolera de hoy requiere que el personal que desarrolla las actividades de producción y mantenimiento de pozos, mejore sus competencias para que su trabajo lo haga en forma más integrada, ejerciendo un liderazgo efectivo y utilice las mejores herramientas de gestión para obtener una mayor eficiencia, eficacia y efectividad en todos los programas de trabajo que ejecutan.

El cumplimiento de las metas o pronósticos de producción, la disminución de las pérdidas de producción, la optimización de los costos y presupuestos de producción y mantenimiento, optimizando los procesos de mantenimiento de subsuelo y de superficie, deben ser los principales objetivos a los que deben llevar las diferentes operaciones y trabajos, que a diario se realizan en los campos petroleros.

A continuación se describen los principales sistemas de levantamiento artificial:

1.1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO

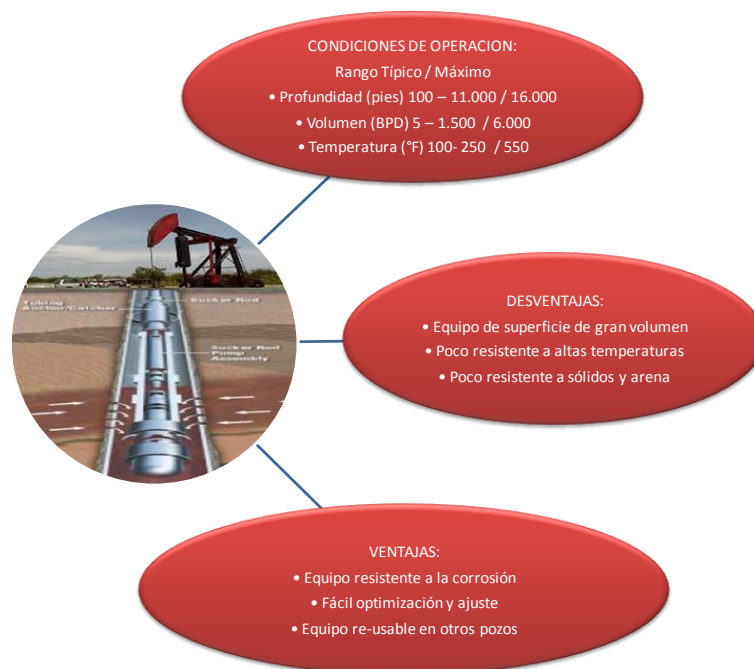
Cuando la energía natural de un yacimiento es suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo, y de allí hasta la superficie, se dice que el pozo fluye "naturalmente". Es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo. Posteriormente como producto de la explotación del yacimiento la presión de éste disminuye, esto implica que la producción de fluidos baja hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. De allí que surja la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, a este proceso se le denomina Levantamiento Artificial.

Existen diversos Métodos de Levantamiento Artificial entre los cuales se encuentran los siguientes: Bombeo Mecánico Convencional (BMC), Bombeo Hidráulico (BH), Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), Bombeo Electrosumergible (BES), y Levantamiento Artificial por Gas (LAG).

A continuación se describen brevemente los Métodos de Levantamiento Artificial mencionados anteriormente⁴:

- **BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL.**

Imagen 1. Características del levantamiento por Bombeo Mecánico Convencional.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor.

Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un

⁴ Reyes, Y. **Optimización del Sistema Experto de Levantamiento Artificial.** Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, 1999.

<http://www.monografias.com/trabajos17/completacion-pozos/completacion-pozos.shtml#metodos>

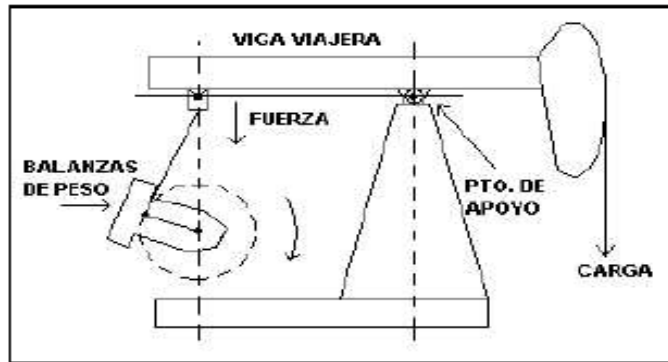
sistema de engranajes y correas. El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal uso para la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados, y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

Una unidad típica de Bombeo Mecánico consiste de cinco componentes básicos:

- El Movimiento primario, el cual suministra la potencia del sistema.
- La unidad de transmisión de potencia o caja reductora de velocidades.
- El Equipo de bombeo en superficie, el cual se encarga de transformar el movimiento rotatorio (primario) en movimiento linealmente oscilatorio.
- La sarta de cabillas, la cual transmite el movimiento y la potencia a la bomba de subsuelo. Aquí también puede incluirse la sarta de revestimiento y la de tubería de producción.
- La Bomba de subsuelo.

La Unidad de Bombeo en Superficie incluye en sus componentes los ítems a y b, según la geometría de la Unidad, comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la **Imagen 2**.

Imagen 2. Unidad Convencional de Bombeo.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor.

La sarta de cabillas (Ítem d.) es el sistema que se encarga de transmitir la energía desde el equipo de superficie, hasta la bomba de subsuelo. La selección, el número de cabillas y el diámetro de éstas dependen de la profundidad a la que se desea colocar la bomba de subsuelo y de las condiciones operativas. Por ejemplo, para pozos de profundidad mayor a 3500 pies, es común utilizar una sarta compuesta de diferentes diámetros de cabillas. Las cabillas de diámetro menor son colocadas en la parte inferior de la sarta, ya que allí la carga de esfuerzos generados es mínima; asimismo las cabillas de mayor diámetro se colocan en la parte superior de la sarta porque allí es donde se genera la máxima cantidad de esfuerzos. Por lo tanto, las cargas máximas y mínimas de esfuerzos esperados durante el ciclo de bombeo deben ser calculados lo más preciso posible, para asegurar que no ocurran fallas en el sistema durante su operación. La Bomba de Subsuelo (Ítem e.) está compuesta por los siguientes elementos:

- Cilindro o Barril.
- Pistón o Émbolo.
- Válvula fija o Válvula de entrada.
- Válvula viajera o Válvula de descarga.

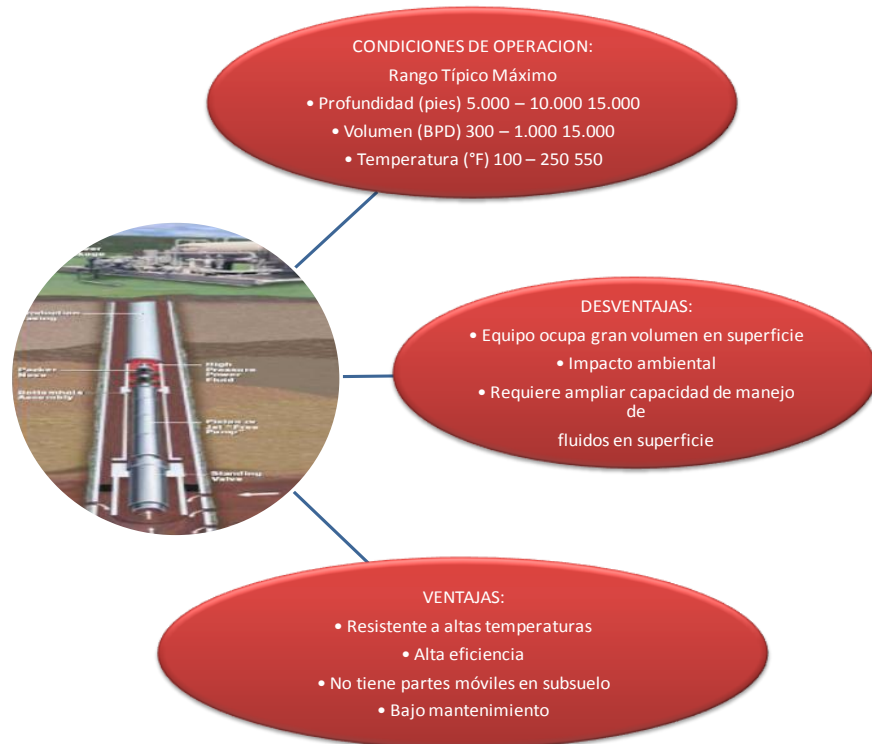
La bomba actúa según el movimiento de la sarta de cabillas y de la unidad de bombeo en superficie. Las bombas de subsuelo se clasifican en tres tipos:

- Bombas Tipo Tubería.
- Bombas Tipo Inserta.
- Bombas Tipo Casing (se consideran como una versión de las bombas Tipo Inserta, pero de mayor tamaño).

La diferencia básica entre una bomba Tipo Tubería y una Tipo Inserta es la forma en la cual el cilindro o barril es instalado en el pozo. En el caso de las bombas Tipo Tubería el cilindro es conectado a la parte inferior de la sarta de la tubería de producción, para luego ser introducido en el pozo. Por el contrario, en el caso de las bombas Tipo Inserta el cilindro forma parte del ensamblaje de la bomba de subsuelo y es colocado dentro del pozo, a través de la sarta de cabillas.

- BOMBEO HIDRÁULICO.

Imagen 3. Características del levantamiento de hidráulico.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor.

Los sistemas de Bombeo Hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado, que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido, que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

Los equipos de superficie comprenden:

- **Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores:** cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en

un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos, estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.

- **Bomba multiplex o triplex:** son bombas de acción recíproca y constan de un terminal de potencia y un terminal de fluido. El terminal de potencia comprende entre otras partes el cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido está formado por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y a la descarga.
- **Válvulas de control:** en general se usan varios tipos de válvulas de control para regular y/o distribuir el suministro de fluido de potencia a uno o más pozos.
- **Múltiples de control:** se utilizan para dirigir los fluidos directamente a cada uno de los pozos. Una válvula de control de presión constante, regula la presión del flujo y la cantidad de fluido de potencia que se requiere en cada pozo, cuando se usa una bomba recíproca.
- **Lubricador:** es una pieza de tubería extendida con una línea lateral para desviar el flujo de fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo. También se utiliza para controlar la presencia de gases corrosivos que pueden obstaculizar la bajada de la bomba o su remoción del pozo.

En el caso de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón, el equipo de subsuelo está formado básicamente por los siguientes componentes:

- **Arreglo de tubería:** permite clasificar los diferentes tipos de instalaciones del sistema, tales como: tipo insertable fijo, entubado fijo, bomba libre tipo paralelo y tipo entubado.
- **Bomba hidráulica de succión:** el principio de operación es similar al de las bombas del Bombeo Mecánico, sólo que en una instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón, la cabilla se encuentra en el interior de la bomba. Las bombas hidráulicas se clasifican en bombas de acción sencilla y las de doble acción. Las de acción sencilla desplazan fluido a la superficie en un solo sentido, es decir, en el movimiento de ascenso o descenso. Las de doble acción desplazan fluido hasta la superficie en ambos recorridos, ya que poseen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón que combinan acciones de apertura y cierre de las válvulas de succión y descarga del mismo.

En el caso de Bombeo Hidráulico Tipo Jet, el Método de Levantamiento Artificial es similar al de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón en cuanto al principio de funcionamiento. En cuanto a las instalaciones y equipos de superficie para ambos Métodos de Levantamiento Artificial son iguales, la diferencia principal es la bomba de subsuelo.

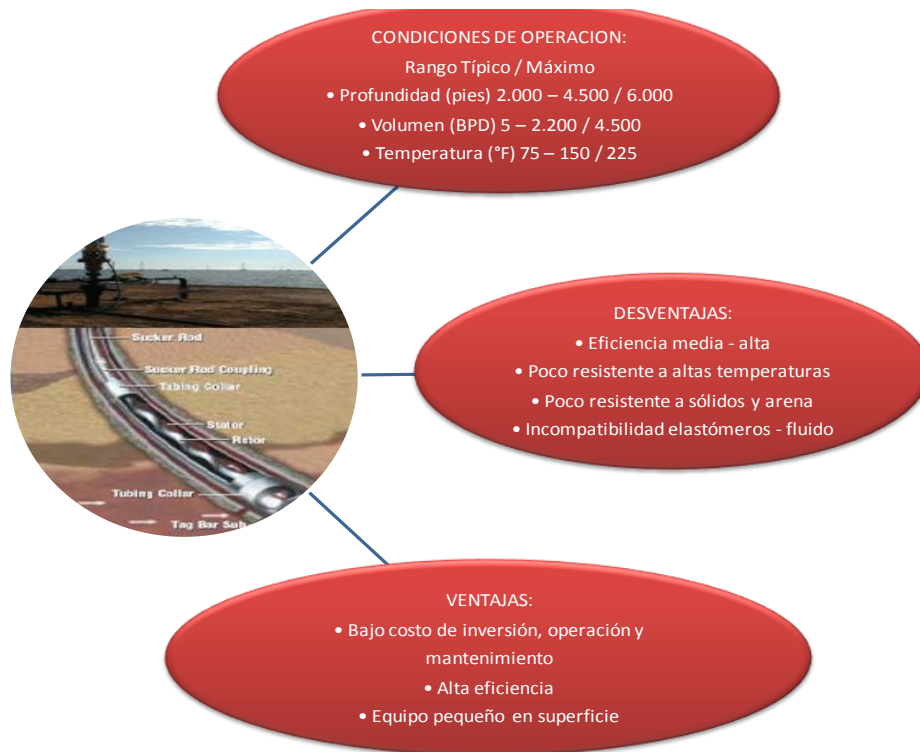
Los principales componentes de la bomba Jet son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motor entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada con la Formación. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en los límites de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. En este instante el

fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de producción.

Este tipo de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico Tipo Jet) puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, además puede ser instalado a grandes profundidades (hasta 18000pies). También es capaz de manejar crudos de alta viscosidad, siempre que se esté utilizando crudo como fluido de potencia.

- **BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA.**

Imagen 4. Características del levantamiento de bombeo de cavidad progresiva.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor.

Las bombas de Cavidad Progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de

acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de cabillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las cabillas.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también es ideal para manejar crudos de mediana y baja gravedad API. Los componentes básicos de un sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva incluyen:

Equipos de superficie:

- Cabezal giratorio: su función principal es la de soportar el peso de la sarta de cabillas. Además, evita que ésta última retroceda cuando el sistema se apaga.
- Movimiento primario (motor): su función principal es la de proveer la energía necesaria para mover el equipo de superficie, y por ende la sarta de cabillas y la bomba.
- Equipo de transmisión de potencia: a través de un conjunto de poleas, cadenas y un sistema hidráulico, se encarga de transmitirle potencia al motor. También se puede incluir dentro de este grupo el Prensaestopas y la Barra Pulida.

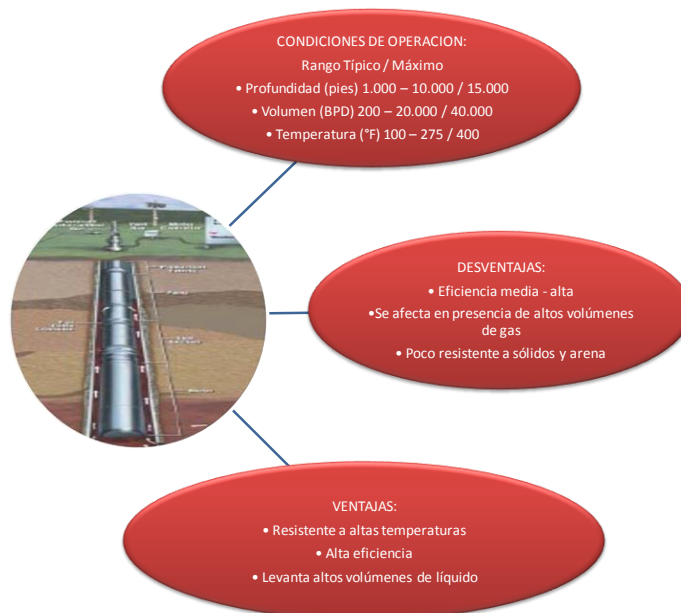
El desplazamiento de una bomba de Cavidad Progresiva además de ser función de la velocidad de rotación, es directamente proporcional a tres constantes: el diámetro de la sección transversal del rotor, la excentricidad (o radio de la hélice) y la longitud "pitch" de la hélice del estator. El

desplazamiento por revolución puede variar con el tamaño del área de la cavidad.

Equipos de subsuelo: en este grupo de componentes se encuentran la bomba de subsuelo, el ancla de gas, el ancla antitorque y la sarta de cabillas. La bomba de subsuelo consiste de un rotor helicoidal singular que rota alrededor de un mismo eje, dentro de un estator helicoidal doble de mismo diámetro (menor) y del doble de longitud. El rotor y el estator forman una serie de cavidades selladas a lo largo de una misma dirección, que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba.

- **BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

Imagen 5. Características del levantamiento de bombeo electrosumergible.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificada por el autor.

Este Método de Levantamiento Artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales.

Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso.

El equipo de superficie de este sistema de Levantamiento Artificial cuenta con los siguientes elementos:

- Banco de transformación eléctrica: constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor.
- Tablero de control: su función es controlar las operaciones en el pozo.
- Variador de frecuencia: permite arrancar los motores a bajas velocidades reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas.
- Caja de venteo: está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

- Motor eléctrico: es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones.
- Protector o sello: se encuentra entre el motor y la bomba, permite conectar el eje de la bomba al eje del motor. Además absorbe las cargas axiales de la bomba y compensa la expansión o contracción del motor, no permite la entrada de fluidos al motor.

- Sección de succión: está constituida por la válvula de retención y la válvula de drenaje. La primera de ellas disminuye la presión hidrostática sobre los componentes de la bomba, y la segunda se utiliza como factor de seguridad para circular el pozo de revestidor a tubería de producción o viceversa.
- Separador de gas: está ubicado entre el protector y la bomba, reduce la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta relación gas – petróleo (RGP).
- Bomba electrosumergible: es de tipo centrífugo–multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido del movimiento.
- Cables trifásicos: suministran la potencia al motor eléctrico, y deben cumplir con los requerimientos de energía del mismo. Están aislados externamente con un protector de bronce o aluminio, en la parte media un aislante y cada cable está internamente aislado con plástico de alta densidad.

Es posible la aplicación de Bombeo Electrosumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido (RGL). En caso de alta RGL, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

- LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG).

Este Método de Levantamiento Artificial opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción

(Flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (Flujo intermitente). Como variantes de estos métodos, también se han desarrollado otros como la Cámara de Acumulación, el Pistón Metálico y el Flujo Pistón.

Una instalación de LAG consta básicamente de: la sarta de producción y el equipo asociado, la línea de flujo, el separador, los equipos de medición y control, la planta compresora o fuente de gas de levantamiento de alta presión y las líneas de distribución del gas. El equipo de producción consiste en una o varias piezas tubulares denominadas mandriles, los cuales se insertan o enroscan a una válvula de levantamiento, a través de la cual pasa el gas destinado a levantar el fluido de producción.

El equipo de subsuelo representa la base para el funcionamiento del LAG y está constituido principalmente por las válvulas de LAG y los mandriles. Las válvulas de LAG tienen como función permitir la inyección, a alta presión del gas que se encuentra en el espacio anular. De acuerdo a su mecanismo de operación existen distintos tipos de válvulas tales como: las cargadas con nitrógeno, las accionadas por resorte, aquellas operadas por la presión del gas inyectado, las operadas por la presión de los fluidos de producción, las balanceadas y las no balanceadas.

Este tipo de Método de Levantamiento Artificial permite manejar grandes volúmenes de producción, incluyendo la producción de agua y sedimentos. Además cuenta con la flexibilidad de distribuir gas a varios pozos con una sola planta de compresión, y de recuperar las válvulas con guaya fina o tubería.

1.1.2 REACONDICIONAMIENTO, RECOMPLETACIÓN (Ra/Rc) Y SERVICIOS A POZOS

El reacondicionamiento y recompletación se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos). Estos trabajos modifican las condiciones de⁵:

- **Pozo:** entre estas actividades se encuentran el cañoneo, control de arena, gas y agua, apertura o cierre de arenas, perforación de ventanas horizontales ("Reentry") o verticales ("Redrill"), profundización, lavado de perforaciones, cambios de método de producción, conversión de productor a inyector y viceversa.
- **Yacimiento:** entre estas actividades se encuentran las estimulaciones con inyección alternada de vapor, acidificación de zonas, bombeo de químicos, fracturamiento y recañoneo.

Todas estas actividades antes mencionadas se pueden realizar con o sin taladro. Esto depende de si el trabajo necesita el manejo de la tubería o si solo se necesita hacer uso de una guaya fina.

Los servicios se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos), sin modificar las condiciones físicas/ mecánicas del pozo y/o yacimiento. Entre estas actividades tenemos: sacar las varillas y tuberías de

⁵ PEÑARANDA, J y TREJO, E. **Estudio y Diseño de Esquemas de Completación para los Pozos a ser Perforados en el Área Mayor de Socororo**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Noviembre, 2002.

producción, reemplazar el equipo subterráneo, trabajo de limpieza de pozos, trabajos de inducción a producción, conexión del cabezal del pozo y los trabajos de guaya.

- **Fallas en el equipo:** Muchas veces las fallas mecánicas están asociadas con el equipo del pozo instalado, tales como: filtraciones en la tubería y la empacadura; fallas del revestimiento y la tubería y el mal funcionamiento del levantamiento artificial. Las indicaciones de la presión de superficie generalmente indicarán la fuente del problema, pero los estudios de presión y temperatura son útiles donde se puedan aplicar.

1.2 METODOLOGIA DE EJECUCION PROYECTO

El desarrollo de esta metodología permitirá el aseguramiento del conocimiento en prácticas de optimización e implementación del modelo de mejoramiento continuo que permita el seguimiento de resultados.

Para el desarrollo del proyecto se realizó un Project Charter que permitiera describir el alcance, los objetivos y el enfoque del proyecto “Optimización de Costos de Subsuelo”, con el propósito de analizar la realidad operativa y establecer metas claras para el desarrollo y ejecución de las actividades que permitan identificar la senda de optimización 2012 – 2020, así como los correctivos (técnicos, operativos y de costos) que le permitan a la Vicepresidencia de Operaciones de Producción de ECOPETROL, proponer metas retadoras de parte de cada uno de sus Activos .

Por otro lado, con esta metodología se buscó alinear todos los responsables de participar en este equipo de trabajo, contando con: un esquema de liderazgo, roles y entregables específicos.

Conscientes del crecimiento operativo y los nuevos retos que enfrentan las operaciones de producción de crudo y gas de la Vicepresidencia de Producción (VPR) y del rol que juegan las estrategias de optimización de costos como impulsores de mejora en la eficiencia operativa; surgen los proyectos de

optimización de costos de Subsuelo en la Operación Directa de la Vicepresidencia de Producción, persigue a través del uso de los análisis de “Causa-Raíz”, “Estructura Optimas de Costos”, entre otros, busca optimizar los procesos del negocio, mejorar las prácticas actuales y proponer nuevas formas de gestión, manteniendo e incrementando la excelencia operativa y la rentabilidad del segmento de producción.

Este proyecto es un medio de entendimiento que acoge diversas iniciativas del negocio, integrándolas a través de un esquema único de trabajo que centralice e impulse de forma consistente, todas las fuerzas de la organización hacia un gran cambio, hacia una nueva etapa de gestión de los costos de subsuelo y de los procesos a todos los niveles de la organización.

De manera general el Proyecto busca proveer a los Gerentes de activos, una solución de Análisis que le permita mejorar su sistema de información, para:

- Tener claro, cual es la información relevante que permite identificar el estado actual de las cosas, en términos técnicos, operativos y de costos.
- De acuerdo a la realidad de cada campo, identificar los estándares operativos óptimos (frecuencias, tiempos de duración, diseños técnicos, estructuras de costos, entre otros) que deberían estar implementados en cada uno de ellos.
- Identificar las estrategias de corto, mediano y largo plazo que permitan pasar de la situación actual a la deseada.
- Identificar los KPI's que permitirán monitorear, evaluar, corregir y asegurar la adecuada evolución a las estrategias de implementación, así como, a los responsables de hacerlas realidad.
- Identificar y comprometer metas de optimización de costos retadoras en las áreas operativas para los años 2012 al 2020.

1.3 ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN

La estrategia de implementación es la secuencia y características con las cuales se determinó ejecutar en las diferentes etapas de análisis, considerando aspectos como complejidad, riesgo, recursos y tiempo, entre otros factores.

La estrategia tiene cuatro dimensiones claves:

- Modelo de implementación: Se diseñara e implementará una metodología global de análisis que cubra el 100% de los campos de la operación directa de la Vicepresidencia de Producción; de tal forma que permita gradualmente, incorporar las particularidades de cada uno de ellos.
- Enfoque de implementación: Se utilizará el enfoque del análisis Pareto para concentrarnos en un primer lugar, en los campos que explican en más de un 82% los costos por mantenimiento de subsuelo en la Vicepresidencia de Producción, sin que ello significa que se perderán de vistas los campos que explique el 18% restante. Esto busca construir y depurar el modelo global de análisis, de modo que al iniciar la secuencia de implementación de las mejoras, se asegure que se están tratando las áreas de mayor prospección de costos de la Vicepresidencia.
- Secuencia de Implementación : De acuerdo a la complejidad, extensión y recursos, se propone la evaluación, análisis e implementación de estrategias en los principales campos que explican el 82% de los costos de subsuelo de la Vicepresidencia de Producción e inmediatamente, iniciar el análisis e implementación de soluciones al resto de los campos que explican el restante 18% de los costos. Esto permitirá incorporar victorias tempranas en el resultado esperado.
- Alcance de las estrategias correctivas: Se propone que las problemáticas que se identifiquen sean clasificadas en tres categorías de acuerdo a la criticidad en la desviación existente entre la situación deseada y la situación actual, ponderando en dichas desviaciones los tres principales aspectos que consideramos deben primar en el mismo (Frecuencia, Tiempo por Trabajo y costos por Trabajo). Hemos pensado en las siguientes tres categorías de criticidad:

- Alta criticidad, cuando las desviaciones entre el AS-IS y el TO-BE sea mayor al 50%
- Media Criticidad, cuando las desviaciones estén entre un 10 y un 50%
- Baja criticidad, cuando las desviaciones estén por debajo de un 10%, sujetos a monitoreo.

Esto permitió enfocar los esfuerzos de mejora en las situaciones que esté clasificadas en las dos primeras categorías.

1.4 ACTIVIDADES DEL PROYECTO

En este proyecto se desarrollaron las siguientes actividades específicas:

- Definir, construir y documentar tablas para recopilación de los datos operativos, técnicos y de costos para cada uno de los pozos (por método de levantamiento) que integran los campos en cualquiera de las dos fases de análisis (campos PARETO) que permitirán determinar la situación actual de los campos operativos.
- Definir la metodología de revisión, análisis y corrección de los datos actuales que permita mitigar los errores durante la fase de recolección.
- Definir, construir y documentar la metodología para determinar los estándares óptimos (operativos, técnicos y costos) para cada uno de los pozos (por método de levantamiento) que integran los campos en cualquiera de las dos fases de análisis. Esta metodología deberá ser complementada con las recomendaciones emanadas del estudio de Benchmarking ⁶ realizado por Ziff Energy Group. Así mismo, documentará la metodología de planeación, gestión, control y optimización de los costos de subsuelo que debe ser utilizada por la Vicepresidencia de Producción.

⁶ Estudio de Benchmarking de campos de operación directa de Ecopetrol, documento de análisis interno de ECOPETROL S.A.

- Definir, construir y documentar la metodología para realizar el análisis de brechas (causa-raíz) entre las situaciones (AS-IS y TO-BE), que incorpore los principales aspectos que pudieran incidir en la presencia de tales brechas (responsabilidad de diseños, estrategias de contratación y aprovisionamiento, planeación, ejecución, costeo y otros que se consideren relevantes)
- Definir, construir y documentar los KPI's por medio de los cuales se le hará seguimiento a la evolución en la implementación de las estrategias de optimización de los costos de subsuelo
- Coordinar la recopilación de los datos reales para los pozos que integran los campos en la fase de estudio, asegurando los tiempos establecidos en el presente proyecto.
- Coordinar a los responsables de los campos de la primera fase de estudio, para que con base en la metodología aprobada, determine los estándares óptimos para los diferentes pozos por método de levantamiento en dichos campos.
- Coordinar con los responsables de las áreas operativa y el equipo central del proyecto, el análisis de:
 - Causa-raíz
 - Determinación de Correctivos
 - Análisis de costo-eficiencia de los correctivos propuestos
 - Análisis de riesgos
 - Selección y aprobación de los correctivos más eficientes.
 - Aprobación de las propuestas de implementación de correctivos identificados
 - Determinación de las potenciales optimizaciones durante el ciclo de vida de implementación de los correctivos.
 - Determinar potenciales requerimientos de inversión

- Definir los mecanismos de seguimiento a la ejecución de las estrategias de optimización aprobadas durante el ciclo de vida de implementación de los correctivos.

1.5 ESTRUCTURA Y RESPONSABILIDADES DE LA ORGANIZACION DEL PROYECTO

Para asegurar el logro de los objetivos en cualquier proyecto de optimización de costos, se debe contar con una estructura administrativa de ejecución y control permita, que monitorear, evaluar, corregir y direccionar la evolución del mismo.

A continuación se presenta la respectiva propuesta:

1.5.1 Alcance Organizacional

La siguiente gráfica muestra la propuesta de la estructura organizacional que se considera conveniente para este tipo de propósitos.

Imagen 6. Estructura Organizacional.



Fuente: Autor.

1.5.2 Alcance funcional y de responsabilidades

Dada la complejidad de este tipo de proyectos, la clara definición del equipo de trabajo desarrollará el proyecto, es fundamental para el logro de los objetivos, especialmente cuando se establecen y delimita, las responsabilidades y/o participación en algunas o en todas las fases del mismo.

A continuación, se presentan las propuestas del alcance funcional y de responsabilidades de cada una de las áreas y equipos que se proponen integren este proyecto.

- Sponsor: Vicepresidente de Producción.
 - Aprobación final de estrategias (operativas y de optimización de costos) que sean seleccionadas dentro del proyecto (con la asesoría de los Líderes Estratégicos)
 - Presentación, justificación y aseguramiento de las estrategias ante la Administración de la Empresa (VEP, Presidencia y Junta Directiva)

- Líderes Estratégicos: Gerentes de activos.
 - Asegurar todas las fases del proyecto. (con el apoyo del Equipo Central de Análisis y Seguimiento).
 - Garantizar la disponibilidad de los recursos necesarios para completar cada una de las fases del mismo.
 - Analizar y seleccionar de las propuestas y estrategias más convenientes para cada uno de los casos estudiados
 - Coordinar y asegurar la implementación de los correctivos seleccionados y aprobados
 - Realizar el seguimiento, evaluación, determinación de desviaciones, selección de correctivos que permitan el éxito en la implementación de la estrategia.

- Reportar a la Vicepresidencia de Producción sobre el avance y logros que deben ser reportados a la Administración de la Empresa.
 - Estructurar y propiciar el diseño los procesos, conforme al sistema de gestión de calidad; abarcando desde la planeación hasta la optimización de los costos del mantenimiento de subsuelo.
- **Equipo Central de Análisis y Seguimiento:** Staff VPR, Grupo de Servicios Especializados de Subsuelo, Unidad Corporativa de Costos, Unidad Corporativa de Presupuestos y Análisis Financiero, Unidad Corporativa de Efectividad Organizacional, Áreas de ingeniería y áreas de gestión y Crecimiento.
 - Diseño, construcción y documentación de tablas, para recopilación de los datos operativos, técnicos y de costos que deberá ser elaborados por el Equipo de Recolección de Datos.
 - Documentar la actual metodología de planeación, gestión, control y optimización de los costos de subsuelo, en la Vicepresidencia de Producción
 - Definir la metodología de revisión, análisis y corrección de los datos actuales, que permita al Equipo de Recolección de Datos, mitigar los errores durante la fase de recolección.
 - Determinará y documentará la metodología para la identificación de los estándares óptimos (operativos, técnicos y de costos) para los pozos, dependiendo del método de levantamiento, profundidad y otras variables relevantes.

- Documentará metodología de planeación, gestión, control y optimización de los costos de subsuelo que debe ser utilizada por la Vicepresidencia de Producción.
- Definirá, construirá y documentará la metodología para realizar el análisis de brechas (causa-raíz) entre las situaciones (AS-IS y TO-BE).
- Definirá, construirá, documentará y propondrá los KPI's por medio de los cuales se le hará seguimiento a la evolución en la implementación de las estrategias de optimización de los costos de subsuelo.
- Coordinar la recopilación de los datos reales para los pozos que integran los campos en la primera fase de estudio.
- Conjuntamente con los responsables operativos, determinarán los estándares óptimos para los diferentes pozos por método de levantamiento en dichos campos.
- Asegurar la elaboración de:
 - Los análisis de Causa-Raíz.
 - La determinación de propuestas correctivas.
 - El análisis de costo-eficiencia de los correctivos propuestos.
 - El análisis de riesgos.
 - Selección para aprobación de los correctivos más eficientes.
 - La aprobación de las propuestas de implementación de correctivos identificados por parte de los Líderes Estratégicos y el Sponsor.
 - El Cálculo de las potenciales optimizaciones durante el ciclo de vida de implementación de los correctivos.
- Seguimiento a la ejecución de las estrategias de optimización aprobadas durante el ciclo de vida de implementación de los correctivos.

- **Equipo de Recolección de Datos:** Seleccionados por cada área operativa, equipo de servicios especializados de subsuelo, ICP, Líderes de Gestión de información técnica I&P(GTD), Coordinaciones de subsuelo.
 - El levantamiento de la información, de acuerdo a la documentación y tablas entregadas para tal fin.
 - La realización de la revisión, análisis y corrección de los datos actuales que permitan asegurar contar con datos de calidad.
 - Entrega certificada de la información.

- **Equipo Central de Implementación:** Áreas Operativas de las Gerencias; Gerentes, Superintendentes y Jefes de Dto. e Ingeniería.
 - La implementación de las estrategias de optimización seleccionadas, de acuerdo a los estándares seleccionados.
 - Responsables por asegurar el proceso de planeación, gestión, control y optimización de los costos de subsuelo de acuerdo a las metodologías propuestas y aprobadas para la Vicepresidencia de Producción.
 - Asegurar la información necesaria para el cálculo y el seguimiento mensual de gestión, de acuerdo a los KPI's propuestos para la Vicepresidencia.
 - Asegurará toda la información necesaria para el continuo análisis de:
 - Causa-Raíz.
 - El análisis de costo-eficiencia de los correctivos implementados.
 - El análisis de riesgos.
 - Asegurar la ejecución de las estrategias de optimización de acuerdo a los términos aprobados para cada una de ellas.

Cuadro 1. Matriz de entregables

Fases	Entregables	Contenidos
1	Análisis de Situación Actual (2010-2011)	Información técnica-operativa por campos/pozos
		Información de costos por trabajos
		Proceso actual de planeación, control y gestión de costos
		Análisis, tabulación y ponderación de resultados
2	Determinación de Mejores Practicas	Estándares operativos (HSE, Tecnicos y otros)
		Costos
		Proceso de planeación, control y gestión de costos
3	Análisis e Identificación de brechas	Procesos Operativos, técnicos, de contratación y otros relevantes
		Detalles y control de los costos
		Proceso de planeación, control y gestión
4	Identificar y establecer correctivos	Técnico – Operativos
		Contratación y aprovisionamiento
		Control detallado de los costos
		Proceso de planeación, control y gestión de los costos
		Aprobación de las estrategias a implementar
		Determinar necesidades de inversión.
5	Determinar estrategia de optimización	Detallada por campos
		Beneficios de la Estrategia
		Optimizaciones de costos, a corto, mediano y

Fases	Entregables	Contenidos
		largo plazo
		Optimizaciones de producción, a corto, mediano y largo plazo

Fuente: Autor.

1.7 PREMISAS, SUPUESTOS Y RESTRICCIONES DEL PROYECTO

Son el conjunto de factores que obligatoriamente deben presentarse durante la ejecución del proyecto para lograr cumplir con los estimados aquí presentados.

1.7.1 PREMISAS GENERALES

- Las personas que participarán en el proyecto tienen clara su participación, así como los entregables o actividades que deben asegurar para el logro de éste.
- La estrategia de implementación, se basa en el entendimiento de la situación, la experiencia en la industria y el conocimiento sobre los aspectos técnico-operativos y de gestión de costos del Equipo Central, por lo que todos acogen la metodología.
- Los costos de viáticos y gastos de viaje serán por cuenta de cada una de las organizaciones participantes del proyecto.

1.7.2 SOBRE EL ALCANCE

- El alcance y estrategia de implantación será sobre dos grandes poblaciones, la primera, referida a los campos Pareto, los cuales explican en más del 80% de los costos del mantenimiento de subsuelo de la VPR. La segunda población, estará referida al resto de los campos, los cuales explican menos del 20% de los costos de subsuelo de la Vicepresidencia.

- Durante el proyecto no tendrá lugar, a ningún cambio en la visión ni alcance.
- Las discusiones sobre alcances y estrategias solo podrán hacerse durante la primera fase del mismo. Luego de allí, no habrán cambios.
- Los correctivos que se identifiquen como los mejores cambios a los procesos y procedimientos, serán de obligatorio cumplimiento. Cualquier cambio en estos, deberá ser demostrado en un período no mayor de 5 días calendario a la fecha de aprobación de las estrategias.

1.7.3 SOBRE DATOS

- Se asume que los datos entregados por el equipo de recolección de datos, poseen la calidad necesaria para el adecuado análisis y la oportuna toma de decisiones. Una vez recibidos, revisados y aceptados, no podrán realizarse cuestionamiento a los mismos.
- Los equipos de recolección de datos, serán los absolutos responsables de la adecuada recolección, calidad y oportunidad de los mismos.

1.7.4 SOBRE EL EQUIPO

- El equipo integral debe manejar un nivel de compromiso adecuado y orientado al cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan de Trabajo, aplicando el mejor esfuerzo posible.
- VPR y VEC asignarán sus equipos dedicados al proyecto en la forma propuesta en el capítulo “Equipo de Proyecto”, listo para comenzar las actividades necesarias desde el inicio del proyecto

- Los integrantes del Equipo de Proyecto asignados al proyecto, deberán estar dedicados al proyecto según el tipo de disponibilidad acordada (parcial o permanente)
- Se requiere la participación de funcionarios representantes de la totalidad de los campos que hacen parte de las fases de análisis establecidos.

1.7.5 TEMAS LOGÍSTICOS

- VPR deberá proveer la logística necesaria para el normal desenvolvimiento del proyecto; esto cubre los aspectos propios de instalaciones locativas, suministros, equipos de cómputo para el equipo de VPR, redes de comunicaciones, comunicaciones telefónicas y de datos y demás aspectos administrativos necesarios para la ejecución de las actividades del proyecto.
- Los costos de viáticos y gastos de viaje serán por cuenta de cada una de las organizaciones participantes del proyecto.

1.7.6 DE DOCUMENTACIÓN

Durante el proyecto se desarrollará toda la documentación necesaria para asegurar las distintas fases del proyecto.

1.7.7 DE TIEMPOS Y EJECUCIÓN DE TAREAS

- La planificación del proyecto está basada en una ejecución continua del mismo, sin interrupciones. Si se presenta alguna situación que impida el desarrollo continuo del proyecto, ésta deberá ser analizada por los Líderes Estratégicos, informando el impacto al Sponsor.
- Los entregables de cada fase, son un insumo para el desarrollo de la siguiente etapa. Las modificaciones a entregables ya aprobados

previamente, pueden generar desviaciones en el proyecto que incidan negativamente en el logro del proyecto.

- La evaluación y aprobación de las “estrategias a implementar”, deberá ser realizada oficialmente a más tardar, una semana después de la entrega de la versión final de las mismas.
- La toma de decisiones o resolución de problemas, no debe tomar más de 3 días hábiles; este tiempo se puede minimizar en buena medida por el poder de decisión que tengan los usuarios claves vinculados al proyecto.
- Cualquier retraso mayor a 5 días en el correcto desarrollo de este Proyecto, deberá ser presentado a la Dirección del Proyecto.

2 RESULTADOS DEL PROYECTO

Una vez ejecutado el proyecto y el con seguimiento metodológico planteado en el capítulo anterior, se obtuvieron los siguientes resultados en los campos pilotos, los cuales no se enunciarán con nombres reales debido a la confidencialidad de la información.

2.1 DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ACTUAL

En la fase se realizó el levantamiento de información necesaria para el desarrollo del diagnóstico de la situación actual de los campos objeto de análisis. Según los siguientes criterios:

2.1.1 Estandarización de criterios de análisis

Para el levantamiento de información y la comparación de los campos se estableció una serie de niveles de segregación, de tal manera que se pudieran agrupar en familias o grupos de campos con características de profundidad, temperatura de formación, gravedad API del crudo y otras características, de la siguiente manera:

- **Primer Nivel:** Sistemas de Levantamiento
 - Bombeo Mecánico (BM)
 - Bombeo Electro-Sumergible (ESP)
 - Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)
 - Levantamiento por Gas (GL)
 -
- **Segundo Nivel:** Profundidad de la Formación
 - Prof. 0 a 3000 pies
 - Prof. 3000 a 6000 pies
 - Prof. 6000 a 9000 pies

- Prof. 9000 a 12000 pies
- Más de 12000 pies.
- **Tercer Nivel: Gravedad API**
 - Extra Pesado
 - Pesado
 - Mediano
 - Liviano

Esta clasificación permite tomar en cuenta la mayoría de los factores que afectan el desempeño de los sistemas de levantamiento artificial y que pueden afectar, de manera adversa, su eficiencia o tiempo de operación y están relacionadas con la temperatura la presión y las características de los fluidos que están siendo producidos.

La información utilizada corresponde a los años 2010 y 2011, tomada de los sistemas oficiales de información oficial de la compañía dentro de las que se encuentran: Open Well y Avocet en temas técnicos y SAP para el análisis de costos.

2.1.2 Selección de indicadores o KPI's para el referenciamiento de la situación actual de los campos

Los indicadores seleccionados para hacer el análisis y benchmarking fueron:

- Tiempo promedio de intervención por pozo (Tiempo total gastado por intervención por pozo / No. De intervenciones en el año por sistema)
- Costo promedio por intervención (Costo total Subsuelo / No. Intervenciones año por sistema)
- Índice de frecuencia de intervención (Número de intervenciones del año/ No. Pozos activos en el año por sistema)
- Tiempo promedio entre fallas - MTBF (Tiempo de operación aproximado de la bomba, porque en algunos casos la información de la bomba no existía y se utilizaron los tiempos de intervención por cualquier causa)

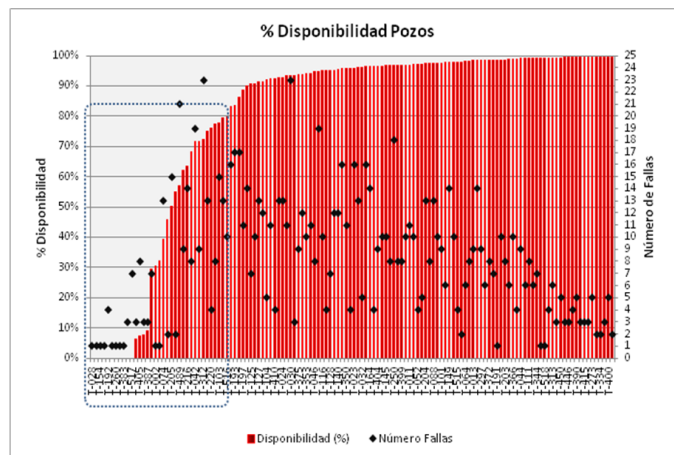
Todos estos indicadores fueron seleccionados por ser los de uso común en la industria petrolera y del gas a nivel internacional y porque vinculan directamente las actividades operacionales de campo con las estrategias y actividades de planeación y gestión de la corporación; tienen también una relación directa con las tecnologías empleadas en los diferentes sistemas de levantamiento artificial, los diseños de instalación de estos sistemas y los programas de ejecución y seguimiento de los procesos operacionales y además porque deberían ser relativamente fácil de obtener de las bases de datos y demás sistemas de recolección y mantenimiento de información existentes en Ecopetrol.

2.1.3 Selección de metodología de análisis

La metodología consiste en ejecutar un proceso estructurado, enfocado y analítico que permite identificar las causas responsables de los problemas y establecer las alternativas de solución más balanceadas.

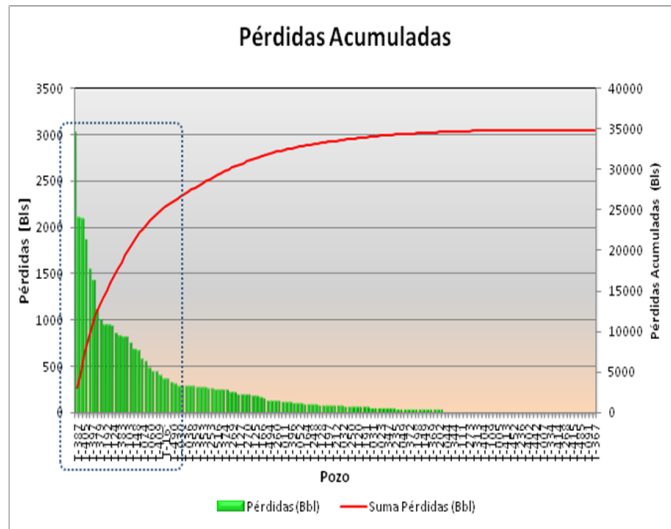
Para la fase de diagnóstico preliminar de datos se utilizó la metodología de definición pozos malos actores en el proceso; analizando los resultados de indicadores de confiabilidad, asociando la disponibilidad de los pozos versus número de fallas y la relación de pérdidas de producción por pozo.

Grafico 1. Porcentaje de disponibilidad de pozos.



Fuente: Autor.

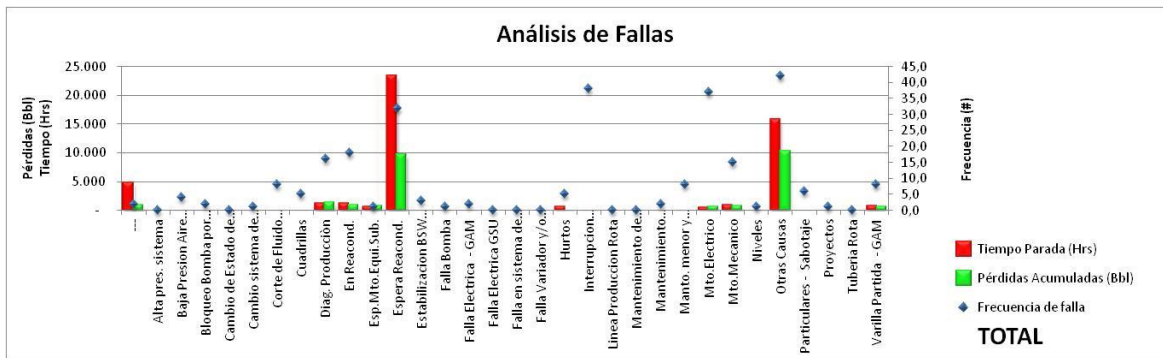
Grafico 2. Pérdidas Acumuladas.



Fuente: Autor.

Adicionalmente, se hizo un diagnóstico de principales de causas de fallas para la identificación de los problemas repetitivos.

Grafico 3. Análisis de fallas operacionales.



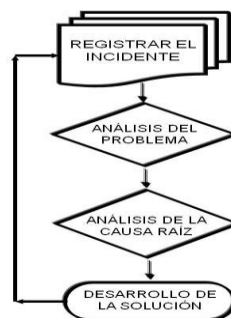
Fuente: Autor.

Producto de lo anterior se han concluido algunos aspectos relevantes como los siguientes:

- La metodología de identificación de pozos que presentan fallas e intervenciones con más periodicidad, ha permitido reconocer los pozos que con mayor impacto económico por diferidas y frecuencia de falla, han influenciado en el campo.
- Igualmente se identificaron las causas generales que impactan en mayor medida las pérdidas de producción del campo.
- Con la metodología de análisis de actividades de subsuelo en OpenWells, se identificaron las causas particulares de falla en subsuelo, causas y responsables de los tiempos no productivos de mayor impacto en el campo, ambos que influyen en gran manera los costos del campo.
- El uso combinado de ambas metodologías, permite identificar específicamente las causas de fallas, pérdidas de tiempo y los actores responsables asociados.
- Esta identificación de pozos, actividades, causas; permite establecer estrategias técnicas y en la contratación para disminuir o eliminar su ocurrencia.

Con el resultado de este diagnóstico y cálculo de indicadores de referencia de lo mencionado anteriormente, se seleccionaron las causas típicas de falla y los pozos malos actores en el proceso, para posteriormente continuar con el proceso de formulación de soluciones:

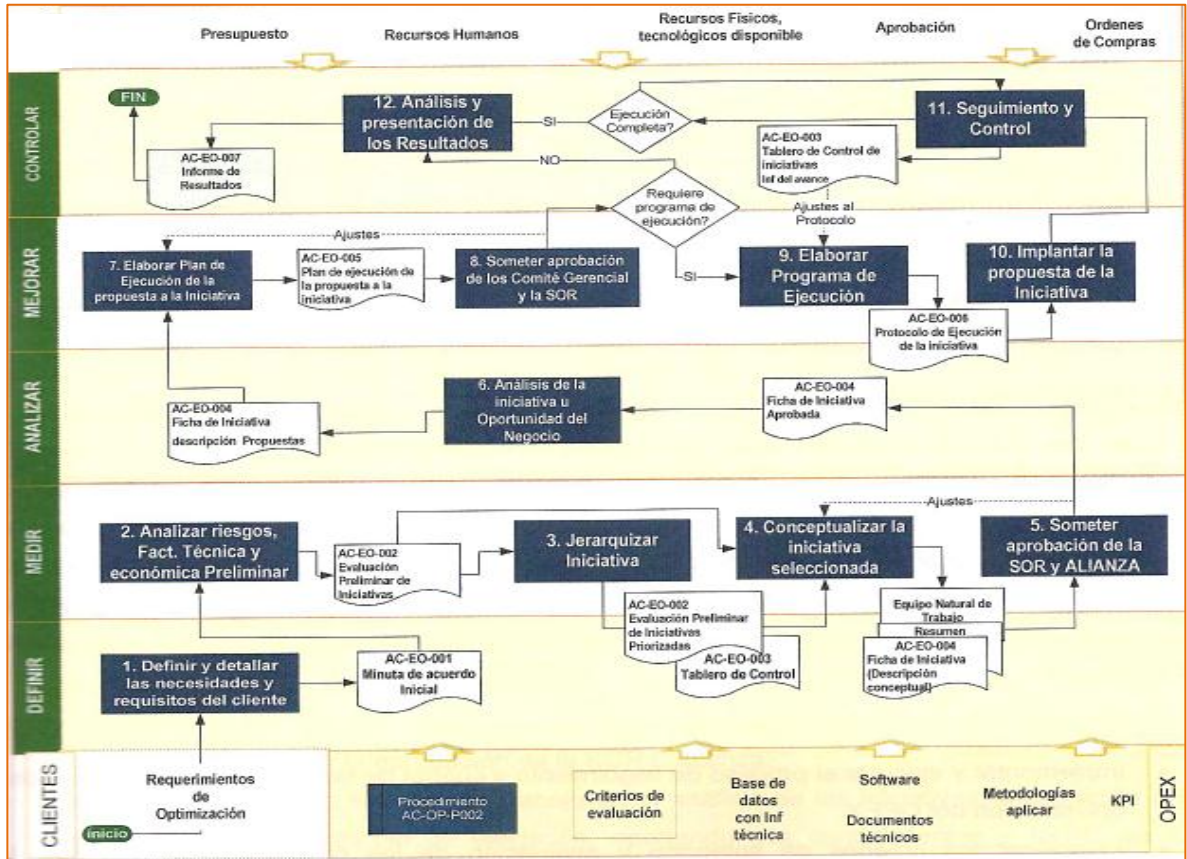
Grafico 4. Proceso de gestión de mejora.



Fuente: Autor.

En cuanto al desarrollo metodológico para el análisis de solución de problemas o definición de alternativas de optimización de costos del proceso se siguió el siguiente esquema de procesos:

Grafico 5. Metodología de optimización.



Fuente Autor.

El plantear este aparte metodológico permitirá al equipo del proyecto, realizar de forma sistémica la función Planear, Hacer, Verificar y Actuar sobre el proceso de mantenimiento de subsuelo.

2.1.4 REFERENCIAMIENTO DE PROCESO DE COSTOS DE SUBSUELO

Para la comparación de cada sistema de levantamiento, se escogieron cuatro aspectos relacionados con la eficiencia y costos operacionales:

- Tiempo promedio de intervención por pozo

- Costo promedio por intervención
- Índice de frecuencia de intervención
- Tiempo promedio entre fallas

Es importante señalar que los indicadores de costos internacionales citados son valores promedios de áreas donde hay una gran concentración de actividad petrolera y donde es fácil obtener los productos y servicios. Vale decir las presiones competitivas y las fuerzas del mercado operan a favor del consumidor. Estos valores tampoco incluyen ningún tipo de impuestos ni gastos administrativos (overhead). Las condiciones de las operaciones de Ecopetrol son diferentes, a veces en áreas de difícil acceso y con baja oferta de productos y servicios. Pero el tamaño y la extensión geográfica que cubren sus operaciones en el país podrían ser una ventaja aprovechable.

En todos los casos se emplearon metodologías y herramientas de inteligencia tecnológica, entre las que destacan, minería de datos, análisis bibliométrico, patentométrico, entrevistas con expertos, análisis benchmarking. La información recopilada de las diferentes fuentes, fue analizada y comparada tomando en consideración las características tipo de los campos en Colombia. Esta información fue analizada estadísticamente, considerando valores promedio por tipo de yacimiento, profundidad, temperatura y gravedad API.

Por otra parte, se analizaron casos reales de aplicaciones en campo para diferentes condiciones de yacimiento, extraída de diferentes fuentes de datos, entre las que destacan; artículos publicados, trabajos y proyectos de investigación, información de empresas de servicio y operadoras, opinión de expertos y bases de datos.

Finalmente, se consolidó la información dispersa en muchos tipos de fuentes, para mostrar datos confiables y consistentes que ayuden a determinar metas alcanzables de desempeño, incorporar mejores prácticas, aprender de otras experiencias, disminuir las posibles brechas tecnológicas y competitivas existentes e identificar oportunidades tecnológicas a ser incorporadas dentro de un plan de optimización de la eficiencia en las operaciones de subsuelo en los diferentes campos.

Las tablas a continuación muestran los valores referenciales para los 4 indicadores seleccionados de acuerdo a cada sistema de levantamiento.

Cuadro 2. Valores Referenciales Internacionales para los 4 indicadores⁷

INDICADORES INTERNACIONALES				
BOMBEO MECANICO (MP)	PROFUNDIDAD			
	0 a 3000 pies	3000 a 6000 pies	6000 a 9000 pies	9000 a 12000 pies
Tiempo Promedio por Intervención (días)	1.5	5	7	9
Costo Promedio por Intervención (MUS\$)	30	34	48	89
Índice de frecuencia de intervención	0,20	0,20	0,20	0,20
MTBF (días)	NA	NA	NA	NA
INDICADORES INTERNACIONALES				
BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (ESP)	PROFUNDIDAD			
	0 a 3000 pies	3000 a 6000 pies	6000 a 9000 pies	9000 a 12000 pies
Tiempo Promedio por Intervención (días)	3	5	7	9
Costo Promedio por Intervención (MUS\$)	35	39	72	112
Índice de frecuencia de intervención	0,20	0,20	0,20	0,20
MTBF (días)	960	970	890	780
INDICADORES INTERNACIONALES				
BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (PCP)	PROFUNDIDAD			
	0 a 3000 pies	3000 a 6000 pies	6000 a 9000 pies	9000 a 12000 pies
Tiempo Promedio por Intervención (días)	3	5	7	9
Costo Promedio por Intervención (MUS\$)	30	37	61	98
Índice de frecuencia de intervención	0,20	0,20	0,20	0,20
MTBF (días)	760	730	711	680

Fuente: Autor.

⁷ Oil and Gas Journal 2010, Joe Vandevier

2.1.5 Estado actual de campos base de análisis

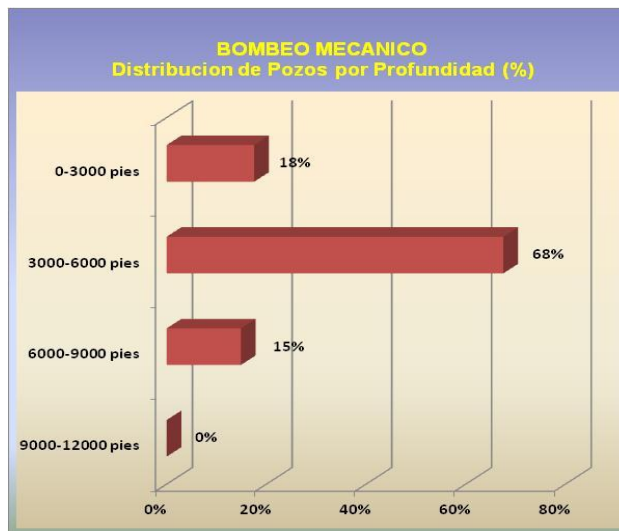
- Caracterización de los sistemas de levantamiento versus Profundidad de pozos.

Para focalizar el proyecto en el grupo de pozos de más alto impacto, se identificó la muestra de pozos más representativa en cada sistema de levantamiento de acuerdo a su profundidad y se calcularon para ellos los indicadores de referencia anteriormente descritos.

A continuación se presentan el estado actual de la muestra de campos con mayor número de pozos clasificados según el sistema de levantamiento:

- **Bombeo Mecánico**

Grafico 6. Distribución de pozos de BM por profundidad.



Fuente: Autor.

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial de mayor uso en los campos de Ecopetrol: Del total de pozos activos, aproximadamente el 50% operan por bombeo mecánico. Este sistema de levantamiento se utiliza desde los pozos de menor profundidad hasta los 9000 pies de profundidad aproximadamente;

en los pozos cuya profundidad es mayor a los 9000 pies por lo general se utilizan otros sistemas de levantamiento.

Alrededor del 70% de los pozos de bombeo mecánico se encuentran en el rango de profundidad que va de los 3000 pies a los 6000 pies.

Para propósitos de comparación se utilizó la segmentación por profundidad, de uso común por la mayoría de las compañías en Latinoamérica, de tal manera que se agruparon los campos comprendidos entre 0 a 3000 pies, 3000 a 6000 pies y 6000 a 9000 pies.

- **Tiempo Promedio de Intervención:** El promedio de tiempo de intervención de un pozo en seis campos de análisis, en un rango de profundidad de 3.000pies a 6.000pies en los años 2010 y 2011, es de 6.55 días, que comparado con el rendimiento internacional es de 5 días; lo cual indica, que en promedio, los campos de la muestra estaría en un 31% por encima de la referencia internacional.

Grafico 7. MTBF (días), BM, Campos 0-3000´ vs Benchmarking Profundidad de 3000 a 6000 pies.



Fuente: Autor

- **Costo Promedio de Intervención:** En el año 2011, el costo promedio por intervención es de aproximadamente 59 mil dólares para los seis campos en consideración, que al compararse con la referencia internacional de 34 mil dólares, indica una diferencia

por encima del nivel de referencia de alrededor de 72%.

Esta comparación puede ser un buen indicio de la utilidad los indicadores de referencia, que cuando hay discrepancias significativas, indican la necesidad de definir las causas que las ocasionan. El siguiente grafico muestra los valores discutidos.

Grafico 8. Costo Promedio por Intervención, BM, Campos 3000´-6000´ vs Benchmarking



Fuente: Autor

- **Índice de frecuencia de intervención:** En general, todos los campos en consideración tuvieron un incremento en el índice de frecuencia de intervención en el 2011 con respecto al 2010; esto de nuevo puede deberse a una mayor cantidad de datos ingresados en los sistemas de información durante este periodo.

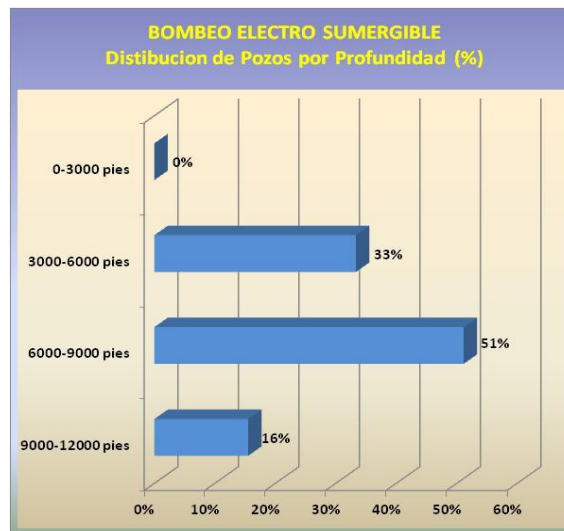
Grafico 9. Costo Índice de frecuencia de intervención, BM, Campos 3000´-6000´ vs Benchmarking



Fuente: Autor

○ **Bombeo electro Sumergible**

Grafico 10. Distribución de pozos ESP por profundidad.



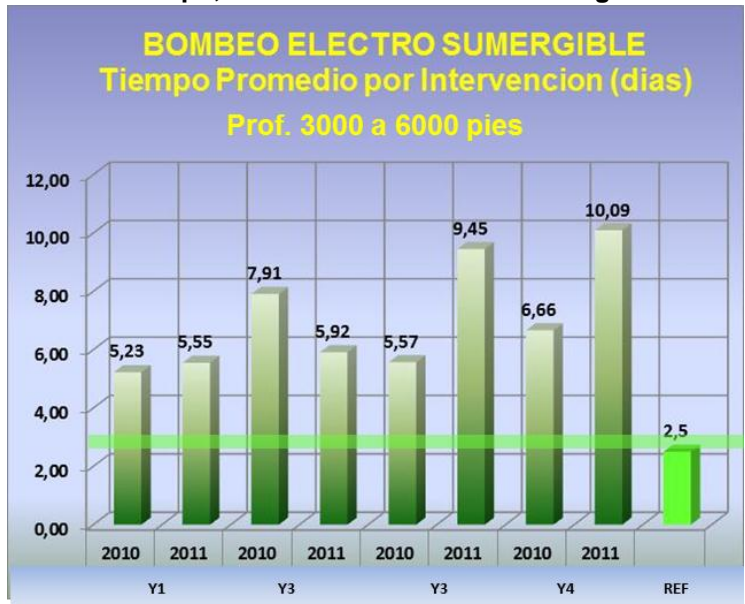
Fuente: Autor

El sistema de levantamiento por bombas electro sumergibles ocupa el segundo lugar, en cuanto a utilización, en los Pozos de Ecopetrol, siendo utilizado en aproximadamente el 22% de los pozos.

Prácticamente no hay bombas electro sumergibles instaladas a profundidades menores a 3000 pies. Aproximadamente el 20% de los sistemas operan a profundidades entre 3000 y 6000 pies; más del 50% de los sistemas están instalados en pozos en el rango de profundidad de 6000 a 9000 pies y un 15% de los sistemas están a profundidades de 9000 a 12000 pies. La figura a continuación muestra lo discutido.

- **Tiempo Promedio de Intervención:** El tiempo promedio por intervención para el total de los cuatro campos con pozos de profundidad de 3000-6000pies, en los dos años bajo consideración es de 7.05 días; es decir, aproximadamente un 40% sobre el nivel de referencia internacional.

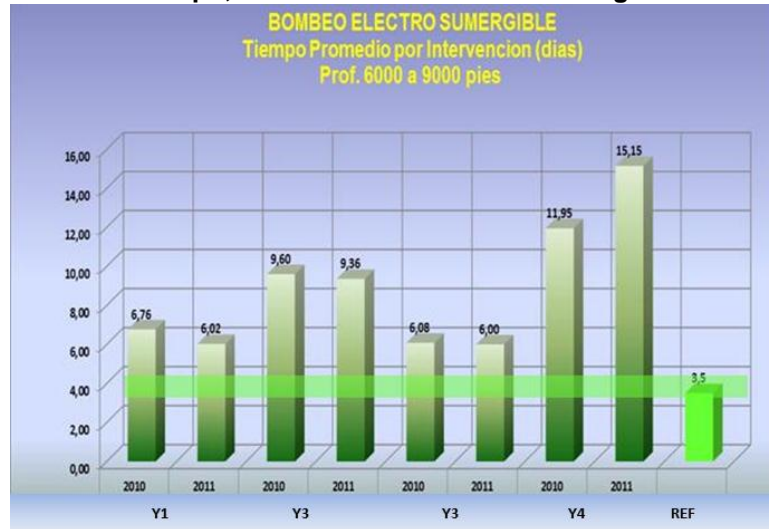
Grafico 11. Tiempo Promedio por Intervención, ESP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

En los campos con pozos con profundidades entre 6000-9000pies, los valores de este indicador para los cuatro campos arrojan un valor de 8.77 días, por encima del estándar.

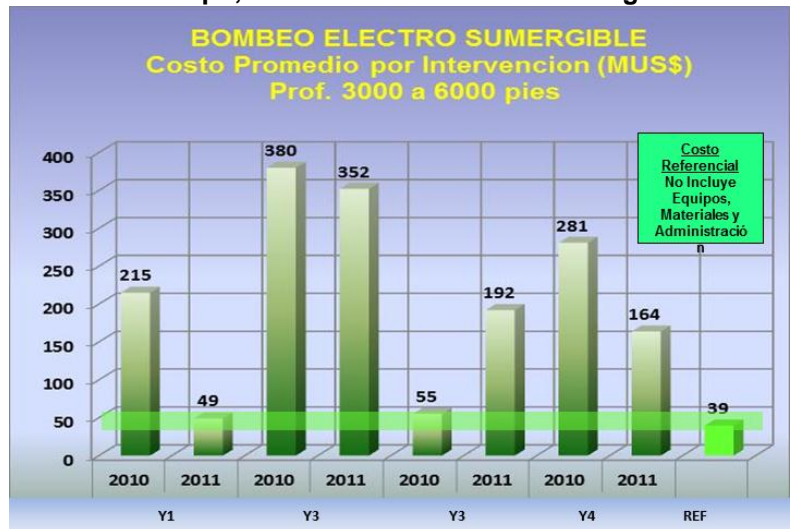
Grafico 12. Tiempo Promedio de Intervención, ESP, por campo, 6000´ - 9000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

- **Costo Promedio de Intervención:** El costo promedio por intervención, para el total de los cuatro campos en los dos años, es de 211 mil dólares.

Grafico 13. Costo Promedio por Intervención, ESP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

- Los valores encontrados para el costo promedio por intervención son muy altos en relación con el nivel de referencia, para los todos campos en consideración, en el periodo 2010.

Grafico 14. Costo Promedio de Intervención, ESP, por campo, 6000´ - 9000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

- Índice de frecuencia de intervención: Todos los campos muestran un descenso en el índice de frecuencia de intervención en el 2011 con relación al 2010.

Grafico 15. Índice de frecuencia de intervención, ESP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

Todos los campos, de esta muestra presentan una disminución en el índice de frecuencia de intervención y sería interesante ver si esta tendencia se mantiene en el futuro.

Por lo general, cuando se incrementa el número de pozos activos el índice de frecuencia de intervención tiende a bajar en proporción, por tratarse de instalaciones nuevas a las que se han incorporado las experiencias y las lecciones aprendidas, con las instalaciones previas. En este caso, el incremento en pozos activos fue de 74% y la disminución en el índice de falla fue solo del 15%.

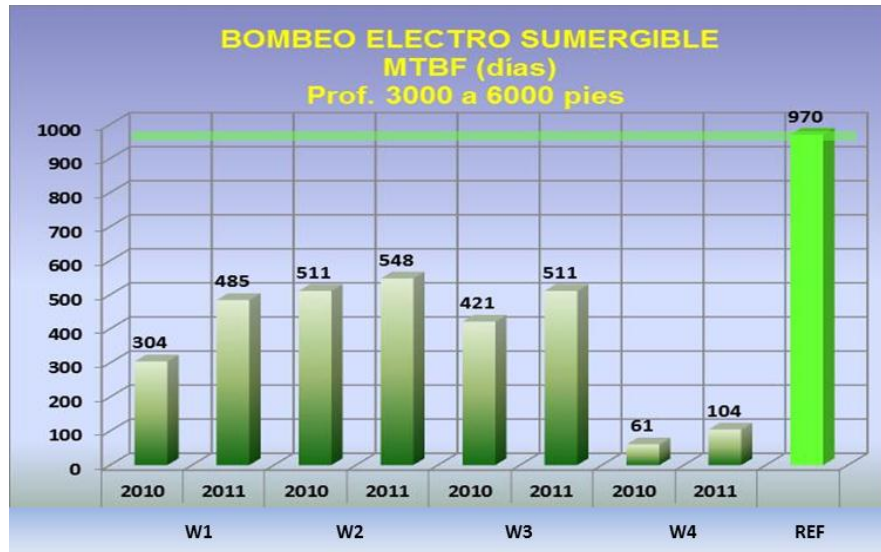
Grafico 16. Índice de frecuencia de intervención, ESP, por campo, 6000´- 9000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

- **Tiempo Promedio entre fallas (MTBF):** Todos los campos de este sistema de levantamiento con pozos de profundidad entre 3000´-6000´ muestran un incremento del tiempo promedio entre fallas en el 2011 con respecto al 2010. Pero frente al referenciamiento se observa que la compañía tiene aún oportunidad de mejora.

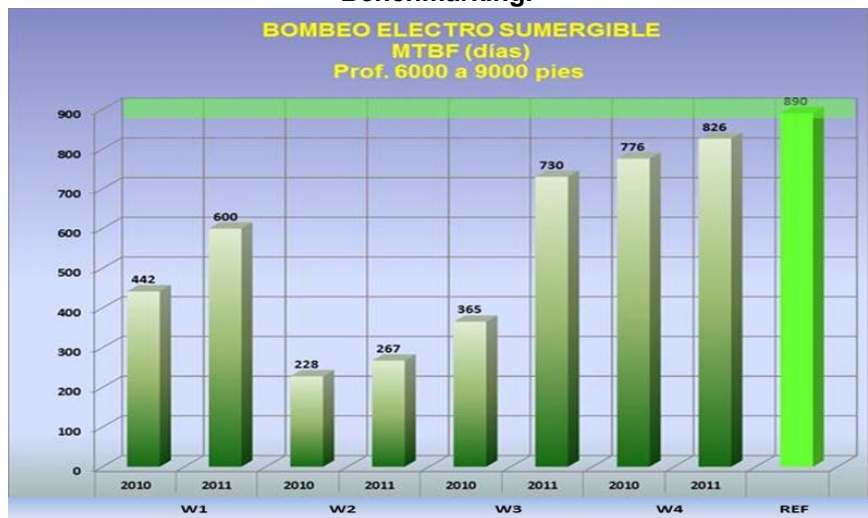
Grafico 17. MTBF (días), ESP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

Todos los campos, W muestran un ligero incremento en el tiempo promedio entre fallas en correlación directa y consistente con la disminución mostrada en el índice de frecuencia de intervención. El valor promedio para los cuatro campos en el 2011 es de 606 días.

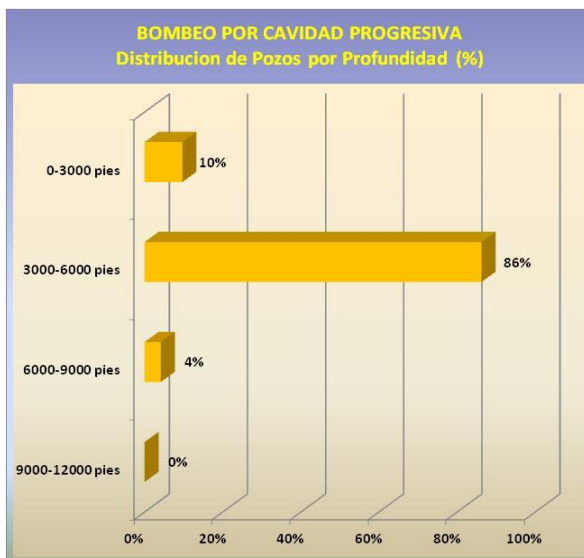
Grafico 18. MTBF (días), ESP, por campo, 6000´ - 9000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

○ **Bombeo por Cavity Progresiva**

Grafico 19. Distribución de pozos PCP por profundidad.



Fuente: Autor

Aproximadamente el 15% de todos los pozos tienen el sistema de levantamiento artificial con equipos de bombeo por cavidades progresivas (PCP). La distribución por profundidad de este tipo de levantamiento, esta de la siguiente manera:

- Prof. 0-3000 pies = 10%
- **Prof. 3000-6000 pies = 86%**
- Prof. 6000-9000 pies = 4%

La información que se encontró en los sistemas permitió hacer comparaciones aceptables entre los campos con sistemas instalados en el rango de profundidad de 3000pies a 6000pies. En este rango se hicieron las comparaciones entre tres campos que cuentan, con 178 instalaciones de sistemas de bombeo por cavity progresiva y su desempeño fue a su vez comparado con los niveles de referencia internacional.

- **Tiempo Promedio de Intervención:** En general, los tiempos promedios de intervención parecen razonables, de hecho el promedio de todas las intervenciones para los tres campos en los dos años bajo consideración es de 4.8 días, ligeramente aproximado al nivel de referencia internacional:

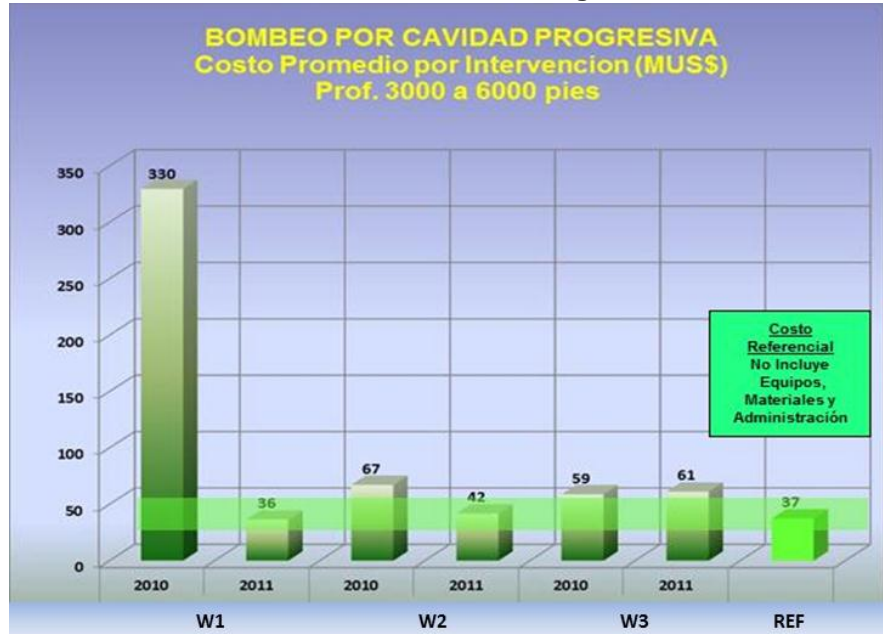
Grafico 20. Distribución Tiempo promedio por intervención, PCP, por campo, 3000´ - 6000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

- **Costo Promedio de Intervención:** El promedio de costo por intervención pareciera estar dentro de niveles razonables, a pesar del comportamiento del campo W1 en el 2010.

Grafico 21. Costo promedio por intervención, PCP, por campo, 3000´-6000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

□ **Índice de frecuencia de intervención:** Entre los tres campos los valores más bajos de índice de frecuencia de intervención, los presenta el campo W3 con 0,74 en el 2010 y 0,40 en el 2011, para 34 y 40 pozos activos y un descenso de intervenciones de 25 a 16 en los respectivos años.

W2, tiene el índice de frecuencia de intervención más alto, con valores de 3,37 y 3,02 para los años 2010 y 2011 respectivamente.

W1 muestra un incremento en el índice de frecuencia de intervención en el 2011 con respecto al 2010, lapso en el cual el número de pozos activos aumento de 6 a 16 y el número de intervenciones de 7 a 26.

Grafico 22. Índice de frecuencia de intervención, PCP, por campo, 3000´-6000´ vs Benchmarking.



Fuente: Autor

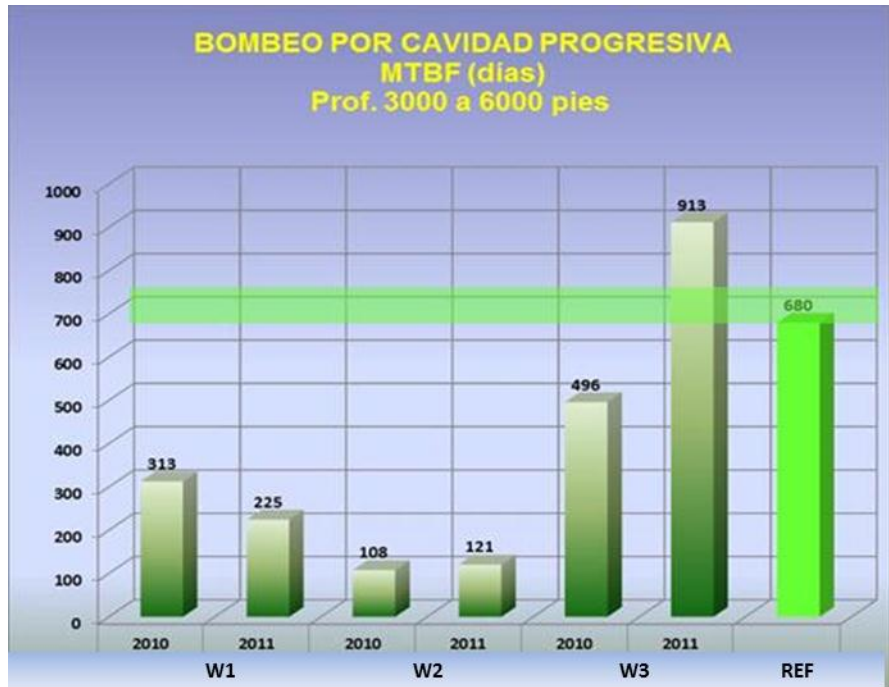
□ **Tiempo Promedio entre fallas (MTBF):** La dispersión de los valores por los tres campos es evidente. W1 presenta un descenso en el tiempo entre fallas, coherente con el incremento en el índice de frecuencia de intervención, que se observa en la figura anterior.

W2 tiene los valores más bajos para este indicador con aproximadamente 100 días de tiempo promedio entre fallas. Con un ligero incremento en el 2011, que parece contradecir un ligero descenso en el índice de frecuencia de intervención reportado, pero que se puede explicar por el incremento en el número de pozos activos con sistema de levantamiento, PCP.

W3 muestra un valor de 913 días en el 2011, que representa un incremento de 416 días de tiempo entre fallas con respecto al 2010. Esto es coherente con la reducción en el índice de frecuencia de intervención reportado. El valor promedio de MTBF es de 704 días,

para los dos años en el estudio; un poco mayor al indicador de referencia internacional. Un cambio tan abrupto pudiera ser el efecto de la calidad de los datos en los sistemas de información.

Grafico 23. MTBF (días), PCP, por campo, 3000´- 6000´ vs Benchmarking



Fuente: Autor

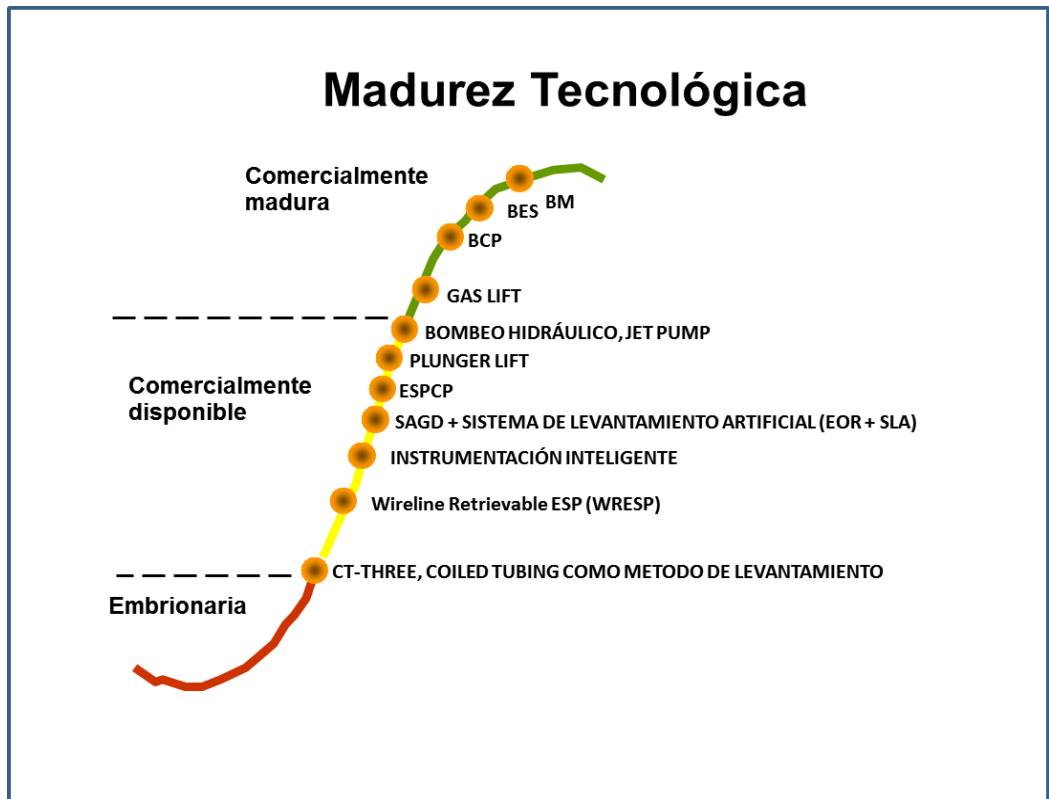
Con este análisis se busca la identificación de pozos que tengan mayor potencial de optimización de costos y disminución de pérdidas.

2.1.6 Situación tecnológica

Para el objeto que cubre este trabajo, esta exclusivamente asociado a los sistemas de levantamiento artificial. Para identificar las oportunidades de mejora primero se hizo un diagnóstico de la situación de Ecopetrol en el uso de estos sistemas.

Los sistemas de levantamiento artificiales de producción objeto del análisis (ESP, PCP, BM) son tecnologías comercialmente maduras en el mercado, dado que existe suficiente información de mejores prácticas y lecciones aprendidas. Siendo el BM la de mayor madurez, seguido de las ESP y PCP. La figura a continuación muestra la ubicación de estos sistemas en la curva "S" ⁸ (curva de madurez tecnológica), en conjunto con otros desarrollos tecnológicos.

Imagen 8. Curva "S" de Madurez Tecnológica.



Fuente: Autor

Las tecnologías de mayor implementación en Ecopetrol son: BM, ESP, BCP, las cuales son comercialmente maduras en el mercado con suficiente información de mejores prácticas y lecciones aprendidas, por lo que el riesgo de implantación es bajo y existen suficientes casos

⁸ Estudio de actividades de subsuelo por NCT Energy Group para Ecopetrol S.A., Informe confidencial de ECP

benchmarking en todo el mundo, de donde se pueden extraer mejores prácticas y lecciones aprendidas.

Para definir un posicionamiento tecnológico frente a cualquiera de ellos, debe analizarse el nivel de dominio y ciertos indicadores estratégicos que permitan seleccionar y jerarquizar dichas aplicaciones. Lo recomendable es hacerlo a través de sesiones de trabajo con personal interno y especialistas externos en el área de producción y para cada una de las áreas operativas de la organización, con el fin de definir con mayor certidumbre las oportunidades tecnológicas dentro de la empresa, sin embargo, de la información consolidada de los casos de benchmarking analizados, se puede visualizar los niveles de dominio para las principales tecnologías.

Imagen 9. Dominio de tecnología.



Fuente: Autor

De acuerdo con la información utilizada en este estudio, el nivel de dominio de Ecopetrol para los casos de BM, ESP, BCP puede considerarse de uso masivo para algunos campos pero aún existen oportunidades de mejora y brechas tecnológicas y competitivas que cerrar.

Para los casos de Gas Lift, Plunger lift, bombeo hidráulico, métodos combinados como ESPCP, el nivel de dominio es incipiente, existen pocos

casos referenciados por lo que existe una oportunidad de desarrollarlos previos estudios de factibilidad técnicos-económicos y pruebas pilotos con un riguroso plan de evaluación.

Visualización de las estrategias dada la madurez y nivel de dominio, ambos conceptos (madurez y nivel de dominio combinados), ayudan a identificar las posibles estrategias a seguir para la implantación de las soluciones u oportunidades tecnológicas, mediante el análisis de brechas tecnológicas (diferencia entre el nivel de uso de la tecnología por parte de la empresa y el nivel de madurez tecnológico) y las brechas competitivas (diferencia entre el nivel de dominio de la empresa y de sus principales competidores). Inclusive dichos indicadores pueden ser tomados como parte de la evaluación y/o selección de los métodos de levantamiento artificiales de producción.

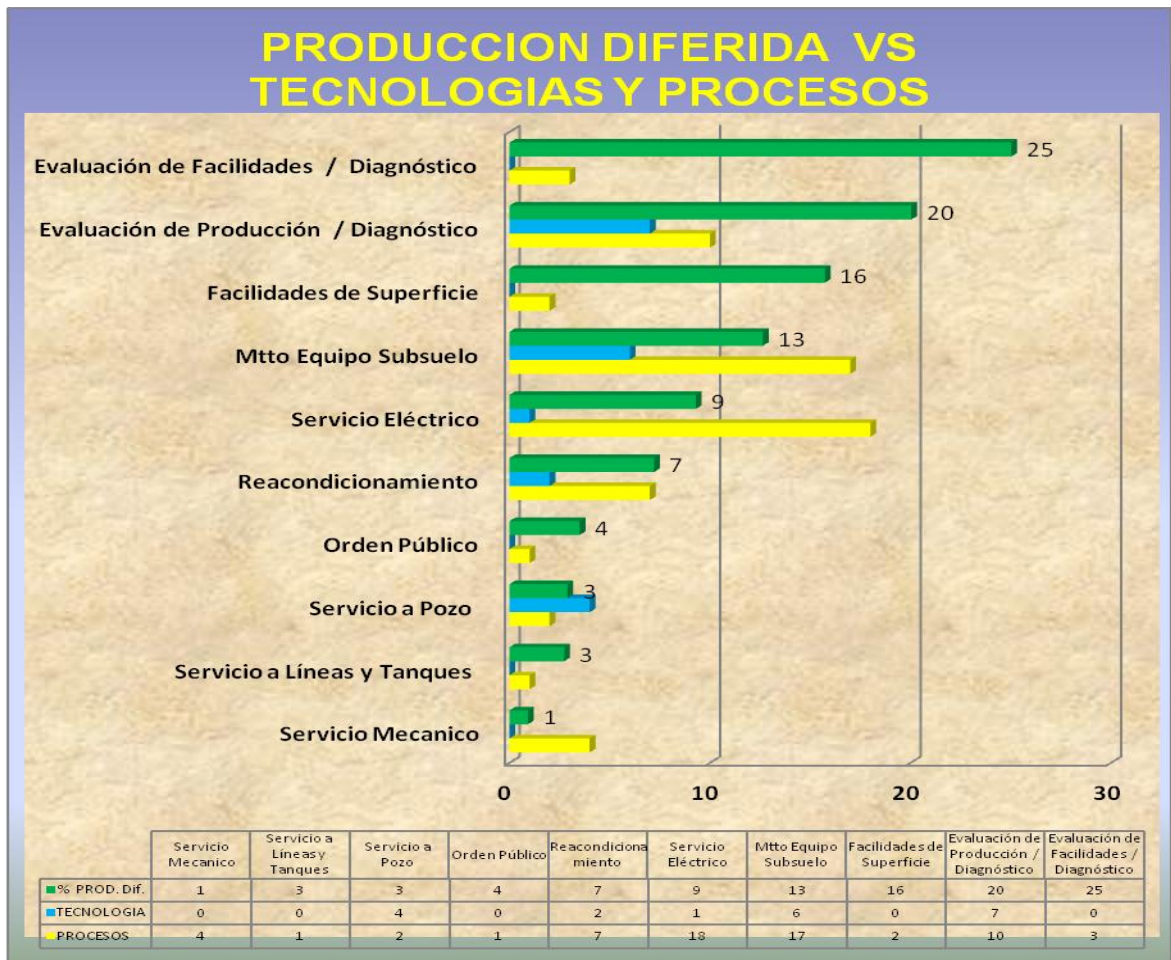
A continuación se presentan algunos escenarios posibles de posicionamiento estratégico tecnológico, de acuerdo a la madurez y nivel de dominio:

- Cuando la tecnología se encuentra en un estado embrionario, el nivel de dominio de las empresas será incipiente, dado que aun no se ha probado en campo, lo recomendable en esta etapa es invertir en I&D.
- Si el nivel de dominio de la empresa se encuentra en un nivel de dominio masivo y las brechas tecnológicas y competitivas son bajas lo recomendable es seguir masificando las tecnologías con esfuerzo propio.
- Cuando existen brechas tecnológicas y competitivas altas, y la empresa tiene un nivel de dominio incipiente, lo recomendable es materializar alianzas tecnológicas con los líderes (empresas de servicio, operadores, institutos de investigación). En el caso de que las tecnologías tengan un alto valor para el negocio, se recomienda ejecutar proyectos tecnológicos, para asegurar la implantación exitosa de la tecnología.

Para cualquiera de los casos lo recomendable es definir casos de negocio tecnológicos, que no son más que detallar la oportunidad tecnológica, con su consecuente evaluación técnica, económica y de riesgo.

Para tratar de definir si las oportunidades identificadas, tanto en procesos como en aplicaciones tecnológicas, están orientadas a impactar las causas que tienen mayor incidencia en la producción diferida, se genero el siguiente gráfico que relaciona la producción diferida con sus causas y el número de oportunidades de mejoras que se han visualizado, tanto en tecnología como en procesos asociadas a esas causas.

Gráfico 24. Producción diferida versus tecnología y procesos.



Fuente: Autor

Un aspecto interesante que parece sugerir este gráfico, se basa en que la mayor parte de la producción diferida (65%) es atribuible a la Evaluación

de Facilidades/Diagnóstico, Evaluación de Producción/Diagnóstico, Mantenimiento de Equipo de Subsuelo y Reacondicionamiento, que son áreas que tienen que ver con la capacidad de la organización para hacer prognosis acertadas y para prever y planear y que podrían ser indicios de condiciones de debilidad en la organización en relación con la capacidad para diseñar y programar la ejecución de planes y proyectos oportunamente. Cuestiones estas que dependen de la experiencia y capacidad del factor humano en la organización.

2.2 Evaluación de iniciativas.

A continuación se presentan principales iniciativas que se evaluaron, con miras al cierre de brechas entre la situación actual versus la situación deseada de los campos con mayor potencial de mejora tanto en tiempo de intervenciones como en costos del proceso.

Cuadro 3. Evaluación de priorización de iniciativas, según análisis de riesgo

Iniciativas	Descripción
Pruebas de Inyectividad	Optimización de la ejecución de las pruebas de inyectividad en base a los resultados obtenidos en pruebas anteriores en zonas ya evaluadas (correlación). Evaluación de método alternativo de pruebas de inyectividad (rigless).
Análisis probabilístico de tiempos de equipo de Subsuelo	En el campo Campo W no se tiene una base estadística de los tiempos reales de las actividades de los equipos de Work-over que permita medir eficiencia y propuestas de mejora, con este trabajo se busca evaluar los tiempos y crear un método de análisis para propuestas de mejora
Diagnostico de ingeniería de mantenimiento	Conocer las oportunidades de mejorar del equipo de ingeniería de mantenimiento (IMC) de Campo W en las áreas de : Estructura organizacional , cadena de valor , monitoreo de la condición sistema de mantenimiento , planes de mantenimiento , metodología de confiabilidad , entre otras . Para establecer la estrategia de fortalecimiento a corto y mediano plazo que sirva como base para la gestión de ingeniería de mantenimiento
Análisis de Fallas de válvulas VRF (incluye análisis del funcionamiento de los mandriles) y su afectación en pozos productores	Aun se tiene un índice de falla considerable y unos altos costos asociados a las válvulas (VRF) de Inyección de Agua, a pesar de haber mejorado. Existen opciones de mejora, para disminuir los costos asociados a Válvulas y las pérdidas de producción por influjos.
Factibilidad del uso de la bomba PCP insertable en el campo Casabe.	Análisis de la Utilización de un sistema que me permita disminuir los tiempos utilizados en sacar la tubería de producción cuando las bombas PCP fallan.
Manejo de arena - lifting cost	Actualmente no se ha cuantificado el aporte del manejo de arena en el lifting cost del Campo Campo W, con esta iniciativa se espera identificar las oportunidades de mejoras en los procesos de superficie, limpieza de tanques y recipientes.
Límite económico de pozos productores	Actualmente no hay una herramienta de evaluación del límite económico de los pozos del campo Campo W que permita tomar decisiones operativas con criterio económico para rehabilitarlos, optimizarlos o abandonarlos.
Análisis y Evaluación del uso de guías o centradores de tubería para pozos PCP con problema de vibración.	Evaluar los resultados de las guías y centralizadores de tuberías instalados actualmente en algunos pozos de Campo W, para evaluar la posible masificación.
Optimización de Pozos de Casabe Sur	Ante la repetitividad de las intervenciones que se han presentado en el área de Campo W Sur y la diferida generada por tal efecto de los sistemas de levantamiento actualmente instalados en el Área, así como en las instalaciones de superficie, se requiere evaluar cada caso con la finalidad de optimizar el área.
Evaluación Company Man Propios Vs. Contratados	Con los altos costos asociados a los company man, se propone evaluación económica del uso de Company Man propios de Ecopetrol y no contratados.
Optimización en el uso de Flushby y MobileGripper	Ante la aproximación de la renovación del contrato de los equipos FlushBy y Gripper, se desea analizar los tiempos de operación de los servicios de estos equipos con el fin de optimizar su uso.

Fuente: Autor

Cuadro 4. Promesa de valor de las iniciativas evaluadas.

Iniciativas	Perdida de Producción	Duración del Proyecto (meses)	Probabilidad de Logro/Éxito del Proyecto	Disponibilidad de Personal para el Estudio Proyecto	Presupuesto del Proyecto	Reducción del Costo (OPEX)	Complejidad Técnica	Seguridad	Medio Ambiente	Puntaje Total por Proyecto
Pruebas de Inyectividad	1	8	8	8	9	9	8	9	9	6,7
Análisis probabilístico de tiempos de equipo de Subsuelo	3	6	8	9	9	5	8	9	9	6,1
Diagnostico de ingeniería de mantenimiento	1	6	8	7	5	9	5	9	9	6,1
Análisis de Fallas de válvulas VRF (incluye análisis del funcionamiento de los mandriles) y su afectación en pozos productores	5	5	6	5	5	5	5	9	9	5,7
Factibilidad del uso de la bomba PCP insertable en el campo Casabe.	2	1	9	8	1	7	9	9	9	5,4
Manejo de arena - lifting cost	1	5	5	5	5	8	5	9	9	5,4
Límite económico de pozos productores	2	5	9	5	9	4	5	9	9	5,3
Análisis y Evaluación del uso de guías o centradores de tubería para pozos PCP con problema de vibración.	1	9	5	9	9	4	9	7	9	5,3
Optimización de Pozos de Casabe Sur	3	3	8	5	1	6	6	9	9	5,2
Evaluación Company Man Propios Vs. Contratados	1	5	6	6	1	9	9	5	5	5,0
Optimización en el uso de Flushby y MobileGripper	1	5	7	6	8	7	6	5	5	5,0

Fuente: Autor

Cuadro 5. Promesa de valor de nuevas iniciativas en el Lifting Cost 2012 – USD/BL

Proyectos	Pesimista	Mas	Optimista
Proyecto (Plan 2012	\$	13.29	
1.- Company Man Propios Vs. Contratados	\$ (0.09)	\$ (0.11)	\$ (0.12)
2.- Pruebas de Inyectividad	\$ (0.085)	\$ (0.106)	\$ (0.117)
3.- Límite económico de pozos productores	\$ (0.07)	\$ (0.08)	\$ (0.09)
4.- Análisis de Fallas de válvulas VRF (incluye análisis del funcionamiento de los mandriles) y su afectación en pozos productores	\$ (0.046)	\$ (0.083)	\$ (0.091)
5.- Optimización de Pozos	\$ (0.054)	\$ (0.068)	\$ (0.075)
6.- Factibilidad del uso de la bomba PCP insertable en el campo (\$ (0.020)	\$ (0.057)	\$ (0.063)
7.- Analisis Probabilistico de Tiempos de actividades de Subsuelo	\$ (0.04)	\$ (0.05)	\$ (0.06)
8.- Diagnostico de Ingenieria de Mantenimiento - Contrato Marco	\$ (0.041)	\$ (0.05)	\$ (0.06)
9.- Manejo de arena - Lifting Cost	\$ (0.04)	\$ (0.05)	\$ (0.05)
10.- Análisis y Evaluación del uso de guías o centradores de tubería para pozos PCP con problema de vibración.	\$ (0.011)	\$ (0.030)	\$ (0.033)
11.- Optimización en el uso de Flushby y MobileGripper	\$ (0.003)	\$ (0.014)	\$ (0.016)
Total Reducción	\$ (0.50)	\$ (0.71)	\$ (0.78)
Con CAF	\$ (0.57)	\$ (0.81)	\$ (0.89)

Fuente: Autor

La promesa de valor en optimizaciones del indicador de costo de levantamiento por barril (lifting Cost) es de USD\$ 0,81 para los campos de referencia de análisis.

RECOMENDACIONES

Adicionalmente, producto del estudio se sugieren las siguientes recomendaciones:

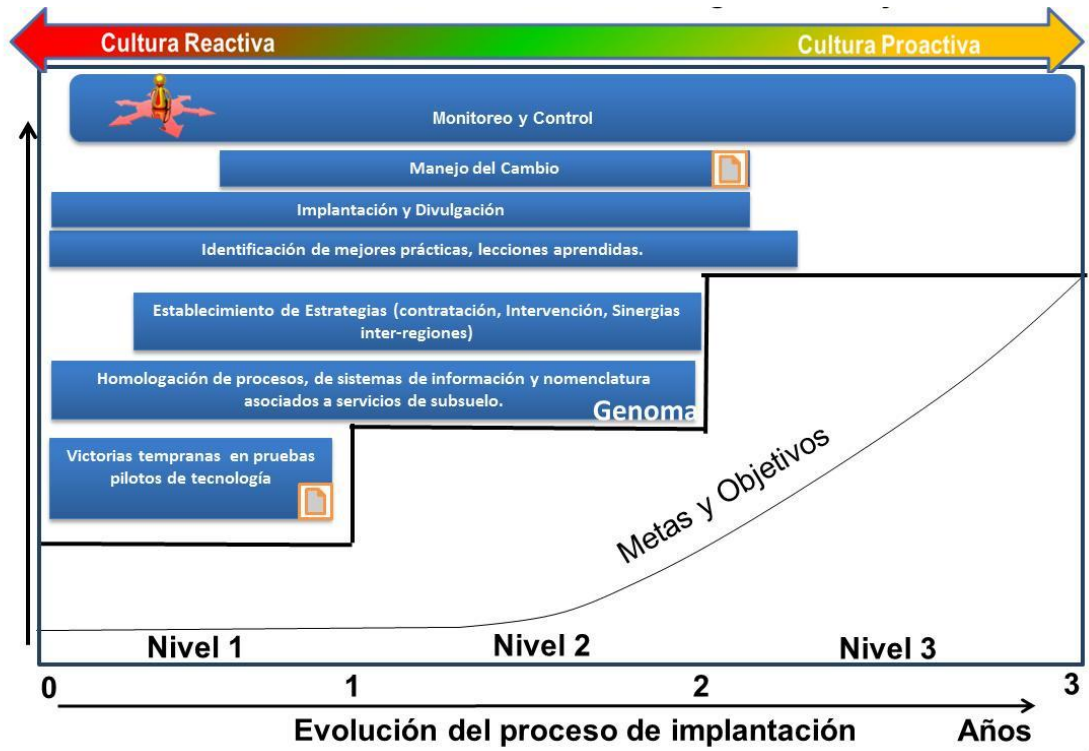
- Considerar aplicaciones tecnológicas orientadas a resolver problemas con producción de arena y el mantenimiento y manejo de los equipos de subsuelo.
- Establecer estándares en nomenclatura, definiciones y conceptos para los sistemas de información y que estos constituyan un lenguaje común en toda la organización.
- Establecer procesos y directrices que definan los responsables de la calidad y certificación de los datos y el mantenimiento y resguardo de la información.
- Definición clara y homologada de las actividades que estén asociadas al tiempo de intervención a pozos para garantizar la correlación de los análisis de este indicador, entre las diferentes regiones.
- Empoderar a la (s) organizaciones responsables con gestión tecnológica para soportar al Negocio en la identificación, adopción, evaluación, masificación de tecnologías de subsuelo
- Materializar alianzas tecnológicas con los líderes (empresas de servicio, operadores, institutos de investigación).
- Planeación de la estrategia en manos del grupo de Confiabilidad y Subsuelo de las Regiones. El grupo estratégico consolida y establece la estrategia considerando las particularidades de cada región

- Establecer procesos bien definidos comunes a toda la organización de Ecopetrol, para la búsqueda, prueba, evaluación e implantación de tecnologías, adecuadas a las características de sus campos.
- Asegurar el dominio total sobre áreas de conocimiento medulares de las actividades de subsuelo que le permitan hacer las evaluaciones previas, los diagnósticos, los diseños y los programas de ejecución de las operaciones
- Establecer, ampliar y fortalecer los procesos de contratación para aprovechar la condición ventajosa que, por el nivel de actividad y cobertura geográfica, tiene Ecopetrol al ser el mayor consumidor de equipos, servicios y tecnologías petroleras.
- Fortalecer la apropiación de los roles y responsabilidades establecidas en los cargos asociados al proceso y el trabajo en equipo inter-regiones, a través de lineamiento expreso de la VP con metas y objetivos claramente establecidos.

Para implantar estas recomendaciones se sugiere el Mapa de Caminos que se presenta en la siguiente figura. En esta se indican 7 pasos que son:

- Victorias tempranas de pruebas pilotos de tecnología.
- Homologación de procesos, de estructura de sistemas de información y nomenclatura asociadas a servicios de subsuelo.
- Establecimiento de estrategias (contratación, intervención, sinergias inter-regionales).
- Identificación de mejores prácticas y lecciones aprendidas.
- Implantación y divulgación.
- Manejo del cambio.
- Monitoreo y Control.

Imagen 10. Mapa de Camino – Implantación de Recomendaciones



Fuente: Autor

CONCLUSIONES

Producto de este trabajo, se entrega a la organización una metodología estructurada para la gestión de recursos en procesos de alto impacto económico, que requiere tener una serie de pasos para la identificación de sus rutas críticas, generar referenciamientos de industria y buscar acciones que permitan cerrar sus brechas.

Adicionalmente, ha permitido en la cultura de los equipos de trabajo el ser Gerentes de los costos de sus actividades, promoviendo a ser tomadores de decisiones no solo con el criterio de producir más, sino con eficiencia en costos.

El diagnóstico realizado sobre los campos de mayor criticidad, le permitió a Ecopetrol S.A., tener un foco claro de dónde orientar sus esfuerzos, para el diseño de nuevas oportunidades de mejora de alto impacto sobre la promesa de valor de la compañía.

Con las oportunidades identificadas en el proyecto, se espera implementar de forma gradual estrategias de optimización que permitan a la compañía asegurar las promesas de optimización de costos de Levantamiento de USD\$ 0,81 por barril de producción de crudo, orientando de forma sistémica a los gerentes de este

proceso a través del Mapa de camino; el cual brinda la senda progresiva que se debe dar en este o en cualquier otro proyecto para apalancar la sostenibilidad de este proceso e implícitamente el de la compañía.

BIBLIOGRAFÍA

1. AIHEVBA, L.O., AL-SHARJI, H.H., BARWANI, B.B., AMRI, T.A. "Management of ESPs in the Yibal Cluster of PDO—North Oman," SPE Gulf Coast Section ESP Workshop, Houston, Apr. 28-30, 2004.
2. BAILEY, W.J. *et al.* "Survival Analysis: The Statistical Rigorous Method for Analyzing Electrical Submersible Pump System Performance," Paper No. 96722, SPE ATCE, Dallas, Oct. 9-12, 2005
3. BROOKBANK, B., BEBAK, K. "Making Sense of Mean Time Before Failure (MTBF) and Other Run Life Statistics," SPE Gulf Coast Section ESP Workshop, Houston, Apr. 28, 2004. Sawaryn, S.J., Norrel, K.S., and Whelehan, O.P., "The Analysis and Prediction of Electrical Submersible Pump Failures in the Milne Point Field, Alaska," Paper No. SPE 74685, SPE ATCE, Houston, Oct. 2-6, 1999.
4. BROOKBANK, E.B. "How Do You Measure Runlife?" SPE Gulf Coast Section ESP Workshop, Houston, May 1-3, 1996.
5. LOCKARD, E., SALEH, I. "Case History, First Field Wide ESP Installations in Saudi Aramco," Saudi Aramco, 2003.
6. MIWA, M., YAMADA, Y., KOBAYASHI, O. "ESP Performance in Mubarraz Field," Paper No. SPE 87257, Ninth Abu Dhabi International Petroleum Exhibition, Abu Dhabi, Oct. 15-18, 2000.

7. MUBARAK, H., KHAN, F., AND OSKAY, M. "ESP Failures /Analysis/Solutions in Divided Zone—Case Study," Paper No. SPE 81488, SPE 13th Middle East Oil Show & Conference, Bahrain, Apr. 5-8, 2003.
8. ORALLO JOSÉ, QUINTANA JOSE, RAMIREZ CÉSAR. Introducción a la minería de datos. Pearson, 2004.
9. RAMOS, M., AND ROJAS, C. "Experiences in the Use of ESOP's in Orinoco Belt Cerro Negro Area, Venezuela," Paper No. SPE 69432, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Mar. 25-28, 2001.
10. SPEARS & ASSOCIATES, "OILFIELD MARKET REPORT. 1999-2010," Tulsa, 2009. 2011.
11. UPCHURCH, E.R. "Analyzing Electrical Submersible Failures in the East Wilmington Field of California," Paper No. 20675, SPE ATCE, New Orleans, Sept. 23-26, 1990.
12. YOUNG, J., KAPPELHOPP, G.H., WATSON, A. "ESP Run Life Improvement in Harsh Elastomer Environments, the Moomba Field," Paper No. SPE 80526, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, Apr. 15-17, 2003.