



**“SEGUIMIENTO A LOS PROCESOS DE INSTALACION, ANALISIS DE FALLAS
Y ACTUALIZACION DE BASES DE DATOS DE LA EMPRESA ECOPETROL EN
LOS POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA”.**

**Proyecto Pasantía Supervisada
Área de aplicación: Ingeniería de producción**

**YHOINER PEÑA ANDRADE
2006263323**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA - HUILA
2012**

**“SEGUIMIENTO A LOS PROCESOS DE INSTALACION, ANALISIS DE FALLAS
Y ACTUALIZACION DE BASES DE DATOS DE LA EMPRESA ECOPETROL EN
LOS POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA”.**

**YHOINER PEÑA ANDRADE
2006263323**

**Proyecto Pasantía Supervisada presentada como requisito para optar por el
título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:
HENRY GIRALDO PINEDA
INGENIERO DE PETROLEOS
JEFE DE BASE NEIVA ADRIALPETRO LTDA**

**Codirectora:
HAYDE MORALES
INGENIERA DE PETROLEOS
PROFESORA DE PLANTA**

**Evaluadores:
ERVIN ARANDA ARANDA
INGENIERO DE PETROLEOS
PROFESOR DE PLANTA**

**RICARDO PARRA PINZÓN
INGENIERO DE PETROLEOS
PROFESOR DE PLANTA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA - HUILA
2012**

Nota de aceptación

Rodrigo

Firma del director del proyecto

[Firma]

Firma del jurado

[Firma]

Firma del jurado

Neiva, 1 de Agosto 2012.

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Nuestro maravilloso Padre del Cielo.

Jesus Alberto Archila Castro, Ingeniero de petróleos, Profesional de Producción Campo Dina, Ecopetrol S.A. por su gran amistad, dedicación, colaboración, sus valiosos aportes a mi conocimiento, por las múltiples y acertadas explicaciones, apoyo incondicional y por sus consejos profesionales.

Henry Giraldo Pineda, Ingeniero de petróleos, Jefe de Base Neiva ADRIALPETRO LTDA, por su oportuna colaboración, por su inmensa ayuda profesional, por una sincera amistad y un apoyo incondicional.

Haydé Morales, Ingeniera de petróleos, docente de la Universidad Surcolombiana, codirectora del Proyecto, por su disposición para ayudarme y preocupación en el desarrollo del proyecto, y por sus valiosas enseñanzas durante la carrera.

Ervin Aranda Aranda, Ingeniero de petróleos, docente de la Universidad Surcolombiana, Evaluador del Proyecto, por su valiosa amistad, disposición para ayudarme, preocupación en el desarrollo del proyecto y por su excelente manera de transmitir sus conocimientos y grandes experiencias profesionales que nos prepararon para la vida laboral.

Ricardo Parra Pinzón, Ingeniero de petróleos, docente de la Universidad Surcolombiana, Evaluador del Proyecto, por su grandiosa amistad, disposición para enseñarme, preocupación en el desarrollo del proyecto y por su inagotable ánimo de superación y confianza que me brindo durante toda la carrera.

Carmen Pinzón Torres, Licenciada en química, docente de la Universidad Surcolombiana, por su grandiosa amistad, disposición para enseñarme, preocupación por impulsarnos a cumplir nuestras metas y por su entera confianza que me brindo durante toda la carrera.

A **ADRIALPETRO LTDA** y **ECOPETROL S.A.** por abrirme sus puertas y por darme la posibilidad de realizar mi pasantía supervisada y llenar mi conocimiento de todas las experiencias profesionales en el área de BES y por facilitarme los recursos necesarios para que este se llevara a cabo satisfactoriamente.

A mi familia, compañeros de trabajo durante la pasantía, profesores y a todas las personas influyentes que de alguna forma ayudaron a la culminación exitosa de este proyecto.

DEDICATORIA

A nuestro padre bendito, Dios que me ha guiado paso a paso en mi vida, y que con su bendición me permitió alcanzar este sueño aquel que siempre me tendió su mano y me ayudó a salir adelante cuando más lo necesitaba.

A mis padres Hernáin y Martha, a mi hermano Jhoan Sebastián, por sus enseñanzas de vida, por su inimaginable apoyo, comprensión, amor y fortaleza, que me impulsaron cada día de mi vida a seguir adelante superando todos los obstáculos sin desfallecer, dándome cada uno lo mejor de sí y enviándome todos sus buenos deseos desde lo más profundo de sus corazones, permitiéndome alcanzar este sueño que más que mío es de ellos que dieron todo para convertirme en la persona que soy.

A Ángela Rocío por ser mi confidente y darme todo su apoyo y su amor, alegrando mi vida de momentos felices que me ayudaron a salir adelante como persona y profesional.

A mis tías Teresa, Azucena, Raquel y todos mis primos que creyeron en mí y me dieron todo su apoyo para lograr alcanzar esta meta.

A mi hermosa, adorada y recordada abuela Zaira Andrade que mi Dios te tenga en su gloria, por todas esas bellas enseñanzas de bondad y amor que me brindaste.

Y a todas aquellas personas que siempre me dieron sus más sinceras muestras de apoyo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
RESUMEN	
1. Conceptos Generales.	12
1.1 Presión de Entrada a la Bomba (PIP).	12
1.2 PIP Requerido.	13
1.3 Altura de columna.	13
1.4 Cavitación.	13
1.5 Bloqueo por Gas.	14
1.6 Equipo BES Convencional.	14
1.7 Parámetros a Controlar en el BES.	15
1.7.1 Ventajas.	15
1.7.2 Desventajas.	16
1.8 Cuadro Comparativo de las Características de los SLA.	17
1.9 Distribución de los Sistemas de Levantamiento en la SOH.	18
1.10 Distribución del Potencial en Los SLA de la SOH.	19
1.11 Distribución del Mercado Actualmente.	20
2. Resumen De Actividades Realizadas Durante Las Pasantías.	19
2.1 Actividades Realizadas en Oficina.	21
2.2 Información del Equipo BES.	21
2.3 Información del Equipo Adrialpetro Ltda.	21
2.4 Niveles de Fluido Pozo PG-19.	22
2.5 Pérdidas De Tiempo “Down Time”.	24
3. Análisis De Fallas De Las Bombas Electrosumergibles De La SOH.	29
3.1 Análisis de Fallas Mensuales Directas de la SOH Desde el 2010-2012.	30
3.2 Análisis de Fallas Mensuales Indirectas de la SOH Desde el 2010-2012.	31
3.3 Análisis de Pullings Mensuales de la SOH Desde el 2010-2012.	32
3.4 Indicadores Mensuales de Falla en la SOH Desde el 2000-2012.	33
3.5 Indicadores Anuales de Falla En La SOH Desde El 2000-2012.	34
3.6 Tipos de Fallas Desde el 2007-2012.	36
4. Tiempo Medio Antes de la Falla (MTBF).	43
4.1 MTBF para Green Pulling.	43
4.2 MTBF Para Falla Directa.	45
4.3 MTBF Para Falla Indirecta.	46
4.4 MTBF Total de Servicios.	48
CONCLUSIONES	
RECOMENDACIONES	
BIBLIOGRAFIA	
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de los Sistemas de Levantamiento Artificial	17
Tabla 2. Distribución de pozos Por SLA.	18
Tabla 3. Distribución de Potencial Por SLA.	19
Tabla 4. Pérdidas de Tiempo en los Servicios.	26
Tabla 5. Pantallazo de Salida del Programa Macro Para el Análisis de Fallas Directas Mensuales.	30
Tabla 6. Pantallazo de Salida del Programa Macro Para el Análisis de Fallas Indirectas y Green Pulling Mensuales.	31
Tabla 7. Pantallazo de Salida del Programa Macro Para el Análisis de Pulling Mensuales.	32
Tabla 8. Análisis Económico Perdidas Vs Cable Capilar.	40
Tabla 9. Calculo de MTBF para Green Pulling Anual De La SOH.	43
Tabla 10. Calculo de MTBF Anual para Falla Directa De La SOH.	45
Tabla 11. Calculo de MTBF Anual para Falla Indirecta De La SOH.	46
Tabla 12. Calculo de MTBF Total de Servicios De La SOH.	48

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Presión de Entrada a la Bomba.	12
Figura 2. Equipo de Subsuelo de Bombeo Electrosumergible.	15
Figura 3. Equipo de Superficie de las BES.	16
Figura 4. Niveles de Fluido PG-19.	22
Figura 5. Survey pozo Tol-08.	27
Figura 6. Protectores de Cable Cannon.	28
Figura 7. Cable Dañado por alto Dog leg del Pozo.	28
Figura 8. Válvula del Cabezal Dañada.	41
Figura 9. Parte Inferior del Cabezal Rota.	41
Figura 10. Cabezal Corroído.	41
Figura 11. Excavación de 20 m para Recuperar el Pozo.	41
Figura 12-17. Equipo Con Scale.	56
Figura 18-23. Equipo Erosionado.	58
Figura 20-27. Equipo Con Corrosión.	60

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Distribución de los Sistemas de Levantamiento Artificial de la SOH.	18
Gráfica 2. Aporte Potencial de Sistemas de Levantamiento Artificial SOH.	19
Gráfica 3. Distribución del Mercado Actual entre Proveedores de BES.	20
Gráfica 4. Distribución Porcentual Mercado Actual entre Proveedores BES.	20
Gráfica 5. Desplazamiento Horizontal.	27
Gráfica 6. Coordenadas geográficas.	27
Gráfica 7. Comportamiento del Dog Leg.	28
Gráfica 8. Indicadores KPIs Mensuales (Key Performance Indicator).	33
Gráfica 9. Indicadores KPIs Anuales.	34
Gráfica 10. Distribución Anual de Fallas.	36
Gráfica 11. Distribución Porcentual de las Fallas En La SOH.	36
Gráfica 12. Componentes Fallados De los Equipos de Subsuelo.	38
Gráfica 13. Causas De Fallas.	39
Gráfica 14. Distribución Porcentual de las Causas de Falla.	42
Gráfica 15. Comportamiento del MTBF para Green Pulling.	44
Gráfica 16. Probabilidad del MTBF Green Pulling con confiabilidad del 95%.	44
Gráfica 17. Comportamiento del MTBF para Falla Directa.	45
Gráfica 18. Probabilidad del MTBF Falla Directa con confiabilidad del 95%.	46
Gráfica 19. Comportamiento del MTBF para Falla Indirecta.	47
Gráfica 20. Probabilidad del MTBF Falla Indirecta con confiabilidad del 95%.	47
Gráfica 21. Comportamiento del MTBF para Todos los Servicios.	48
Gráfica 22. Probabilidad del MTBF de Servicios con Confiabilidad del 95%.	49

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. EVIDENCIAS DE LAS PRINCIPALES FALLAS.	54
ANEXO B. PROCEDIMIENTO PARA EL MANEJO DEL PROGRAMA MACRO “KPIs ECP SOH”.	60
ANEXO C. EJEMPLO DE CÁLCULO DEL MTBF.	62

INTRODUCCIÓN

La fuerza de empuje que desplaza al aceite de un yacimiento proviene de la energía natural de los fluidos comprimidos almacenados en el yacimiento. La energía que realmente hace que el pozo produzca es el resultado de una reducción en la presión entre el yacimiento y la cavidad del pozo. Si la diferencia de presión entre el yacimiento y las instalaciones de producción de la superficie es lo suficientemente grande, el pozo fluirá naturalmente a la superficie utilizando solamente la energía natural suministrada por el yacimiento. La producción de petróleo por métodos artificiales es requerida cuando la energía natural asociada con los fluidos no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la cavidad del pozo como para levantar los fluidos del yacimiento hasta las instalaciones de superficie, o es insuficiente para producir a niveles económicos.

El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible (Electrical Submersible Pump), es uno de los principales métodos de levantamiento artificial para producir petróleo, el mismo que ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico, ya que tiene el rango más amplio de producción que cualquier otro método de levantamiento artificial. El rango de producción estándar (60 Hz) del sistema BES se extiende por los 100 B/D de fluido total hasta los 90000 B/D, pero si la instalación se hace con variador de frecuencia (VSD) le permite alternar la frecuencia de operación del motor mejorando la tasa de producción con el mismo equipo.

Como la Superintendencia de operaciones Huila - Tolima hace poco se extendió y tomó el control de campos como San Francisco, Balcón, Palermo, Yaguará y Río Ceibas, la cantidad de pozos que quedaron operando con sistema de levantamiento por Bombeo Electrosumergible se triplicó; pero en la mayoría de ellos no se llevaba un seguimiento adecuado de los factores mecánicos, físicos y químicos que afectaban estas bombas, permitiendo que las fallas fueran repetitivas y disminuyeran la producción diaria. En esta pasantía se busca mejorar las condiciones del manejo de la información de dichos pozos, logrando que se evalúen las causas de fallas, los componentes afectados y los índices de falla de las bombas electrosumergible de la superintendencia de operaciones Huila - Tolima, permitiendo crear una amplia visión de las principales problemas que sufren las bombas electrosumergible y evaluando las mejores opciones de mitigar dichos impactos que se ven reflejados en la producción diaria de la zona.

Con la ayuda de un programa macro que se rediseñó llamado “KPIs ECP SOH”, determinaremos los principales componentes fallados y las posibles causas de fallas, así como el tiempo entre fallas (MTBF) para los distintos tipos de servicios que se llevan en la superintendencia de operaciones Huila - Tolima.

RESUMEN

Ecopetrol SOH abarca los campos productores de crudo de los departamentos de Huila y Tolima, con una producción diaria de 36.462 BOPD. Cuenta con 171 pozos activos en BES, los cuales actualmente producen 16741 BOPD de crudo.

Con la presente investigación, se llevó a cabo una evaluación histórica de los principales problemas de falla de los pozos con bombeo electrosumergible ocurridos desde el año 2000 al 2012 en toda la SOH.

Conocer el historial de falla de los distintos Campo de Ecopetrol S.A, se convierte en una herramienta de suma importancia y utilidad, ya que permite llevar un control de lo que realmente ha ocurrido y de lo que se ha hecho en el pasado, de modo que se puedan implementar nuevos métodos que permitan tomar medidas preventivas y/o correctivas, con el ánimo de aumentar la producción y por consiguiente la rentabilidad de la empresa en el futuro.

Este pasantía permitió visualizar los principales problemas a superar y la creación de un soporte amigable que permite realizar de una manera más eficaz los análisis de las distintas fallas y los principales componentes afectados, mejorando así las futuras inversiones de Ecopetrol para los años venideros y facilitando la toma de decisiones para la operación y mantenimiento de los Campos. Además permitió afianzar los conocimientos adquiridos durante el periodo de estudio en la universidad logrando un nivel de experiencia en el campo de las bombas electrosumergibles muy importante a nivel profesional.

Palabras Clave: Bombas electrosumergibles, Campo, Falla.

ABSTRACT

Ecopetrol SOH encompasses the oil field of the departments of Huila and Tolima, with a daily production of 36,462 BOPD. Has 171 active wells in BES, which currently produce 16,741 BOPD of oil.

With this research, we conducted a historical evaluation of the main problems of failure of the pumping wells electrosumergible that occurred from 2000 to 2012 in all SOH.

Knowing the history of failure of the various field of Ecopetrol SA, becomes a tool of utmost importance and usefulness, as it allows to keep track of what really happened and what has been done in the past, so that to implement new methods to take preventive and / or corrective actions, with the aim of increasing production and therefore profitability of the company in the future.

This work allowed visualization of the main problems to overcome and creating a friendly holder that enables a more effective analysis of different faults and the main components affected, thereby enhancing Ecopetrol's future investments in the coming years and facilitating making decisions about the operation and maintenance of the fields. It allows to consolidate the knowledge acquired during the period of study in the university achieving a level of experience in the field of electric submersible pumps very important to the professional level.

Key words: electric submersible Pumps, Failure, Field

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1 Presión de Entrada a la Bomba (PIP)

En las operaciones con bombas electrosumergibles es importante saber los pies de fluido sobre la bomba o la presión de entrada a la bomba. Para definir correctamente este dato, es importante saber la gravedad específica o gradiente del fluido en el espacio anular de la tubería de revestimiento con el fin de calcular la presión de la columna de fluido sobre la bomba. Con el gradiente del fluido o la gravedad específica, se puede estimar la presión de entrada de la bomba o el nivel de fluido sobre la bomba de la siguiente manera:

Estableciendo los pies de fluido en el espacio anular sobre la entrada de la bomba y sumando cualquier presión en la tubería de revestimiento aplicada en la superficie. La figura muestra un pozo revestido con una bomba instalada. La entrada de la bomba está localizada a 5,000 pies de la superficie. Mediante el uso de un registro sónico, el nivel del fluido se localiza a 3,000 pies de la superficie. El promedio de gravedad específica del fluido en el espacio anular es 0.950, y la presión en la tubería de revestimiento es 100 psi. ¿Cuál es la presión (psi) en la entrada de la bomba?

Solución:

5000 Pies (Referencia) - 3,000 pies (nivel del fluido) = 2,000 pies (sumergencia).
Por lo tanto, la presión en la entrada de la bomba es:

$$\text{Presión en la entrada de la bomba} = \left(\frac{2,000 \text{ pies} \times 0.950}{2.31 \text{ pies / psi}} \right) + 100 \text{ psi} = 923 \text{ psi}$$

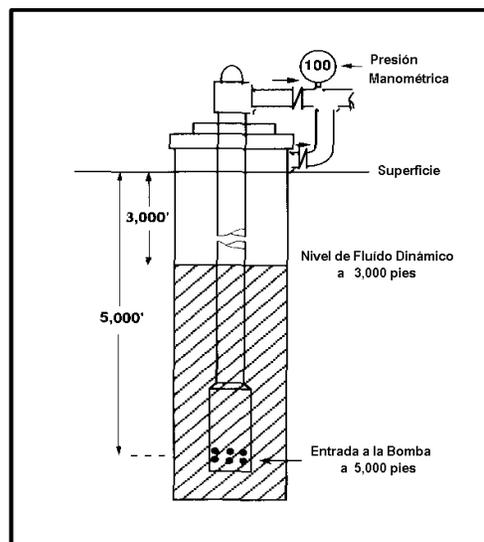


Figura 1. Presión de Entrada a la Bomba.

1.2 PIP Requerido

Es la presión de entrada necesaria para alimentar adecuadamente la bomba y evitar tanto la cavitación como el bloqueo por gas. Esto también se conoce como A.N.P.S. (Altura Neta Positiva de Succión) requerida. Este valor varía con las condiciones de fluido del pozo.

1.3 Altura de Columna

Es comúnmente usada para representar la altura vertical de una columna estática de líquido correspondiente a la presión de un fluido en un punto determinado. La altura de columna puede también considerarse como la cantidad de trabajo necesario para mover un líquido de su posición original a la posición requerida. Esto incluye el trabajo adicional necesario para superar la resistencia al movimiento en el conducto de flujo.

Presión y altura de columna son, por lo tanto, maneras diferentes de expresar el mismo valor. En la industria petrolera cuando se emplea el término “presión” se refiere generalmente a unidades en psi mientras que “altura de columna” se refiere a pies o longitud de la columna. Estos valores, siendo mutuamente convertibles, se pueden encontrar usando estas fórmulas:

$$\text{Presión (PSI)} = \frac{\text{Alt. col. en pies} \cdot \text{Gravedad Específica}}{2.31 \text{ pies / psi}}$$

$$\text{Alt. columna (pies)} = \frac{\text{Presión (Psi)} \cdot 2.31 \text{ pies/psi}}{\text{Gravedad Específica}}$$

$$\text{Presión (Psi)} = 0.433 \text{ PSI/Pie} \times \text{Gravedad Específica} \times \text{Alt. col. en pies}$$

1.4 Cavitación

Se puede definir como el proceso de formación de una fase gaseosa en un líquido cuando es sujeto a una reducción de presión a una temperatura constante. Un líquido se encuentra en cavitación cuando se observa la formación y crecimiento de burbujas de vapor (gas) como consecuencia de reducción en presión.

En una bomba centrífuga este efecto se puede explicar de la siguiente forma. Cuando un líquido entra al ojo del impulsor de la bomba, es sometido a un incremento de velocidad. Este incremento de velocidad está acompañado por una reducción en la presión. Si la presión cae por debajo de la presión de vapor

correspondiente a la temperatura del líquido, el líquido se vaporizará y por lo tanto se tendrá como resultado el flujo del líquido más zonas de vapor en las etapas de la bomba. A medida que el fluido avanza a través de los sucesivos impulsores, el líquido alcanza una región de presión más alta.

Los efectos más obvios de cavitación son el ruido y la vibración, los cuales son causados por el colapso de las burbujas de vapor a medida que alcanzan la zona de alta presión del impulsor. La vibración causada por este efecto puede resultar en la ruptura del eje y otras fallas por fatiga en la bomba. La cavitación también puede dar origen al desgaste de los componentes de la bomba ocasionados por corrosión o erosión.

1.5 Bloqueo por Gas

En la industria petrolera el bloqueo por gas en una bomba electrosumergible se presenta cuando existe una cantidad excesiva de gas libre en el fluido a la entrada de la bomba. El bloqueo por gas puede considerarse como una forma de cavitación, debido a la presencia de gas libre en la bomba. En un pozo que tenga una cantidad excesiva de gas libre, debe mantenerse una cierta presión de succión para controlar la cantidad que ingresa a la bomba y evitar el bloqueo por gas.¹

1.6 Equipo BES Convencional

El sistema de bombeo electro-sumergible es un sistema de levantamiento artificial comúnmente usado para la producción de crudos pesados y extra pesados, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

Este método de levantamiento artificial consiste en una bomba centrífuga multietapa con un motor eléctrico de fondo acoplado, la cual es capaz de levantar fluido desde el fondo del yacimiento hacia la superficie, mediante la rotación centrífuga de los impulsores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de la bomba centrífuga y llegue a la superficie con suficiente energía.

¹ Fuente: Manual BES Baker.

El sistema de Bombeo Electro-Sumergible consta de varios componentes principales, incluyendo equipos de fondo y equipos de superficie. Los equipos de fondo consisten básicamente de una bomba centrífuga multietapa, cuyo eje está conectado a un motor eléctrico sumergible a través de una sección sellante, el cable se sujeta a la tubería mediante bandas metálicas flexibles o protectores de cable. La entrada del fluido a la bomba se efectúa a través del separador de gas, dispuesto en la parte inferior de la bomba. Los equipos de superficie incluyen cabezal de pozo, caja de venteo, transformador de corriente y variador de frecuencia. Como equipo opcional está el sensor de fondo cuya función es medir los valores de presión y temperatura del fondo. En su posición de funcionamiento, los equipos de fondo de pozo están suspendidos de la tubería de producción y sumergidos en los fluidos del pozo.

1.7 Parámetros a Controlar en el BES

- Verificación del nivel de fluido.
- Verificación de la instalación.
- Presiones de cabezal y fondo.
- Seguridad y optimización.

1.7.1 Ventajas

- ✓ Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos.
- ✓ Es usado en pozos verticales y desviados.
- ✓ Pueden manejar tasas de producción alrededor de 100 – 90000 BPD.
- ✓ Este tipo de instalaciones no impacta fuertemente en las zonas urbanas.
- ✓ Bajo mantenimiento.
- ✓ Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo del pozo, a través del uso de sensores.
- ✓ Puede ser manejado en pozos con grandes cortes de agua y baja relación gas- líquido. Alta resistencia en ambientes corrosivos dentro del pozo.

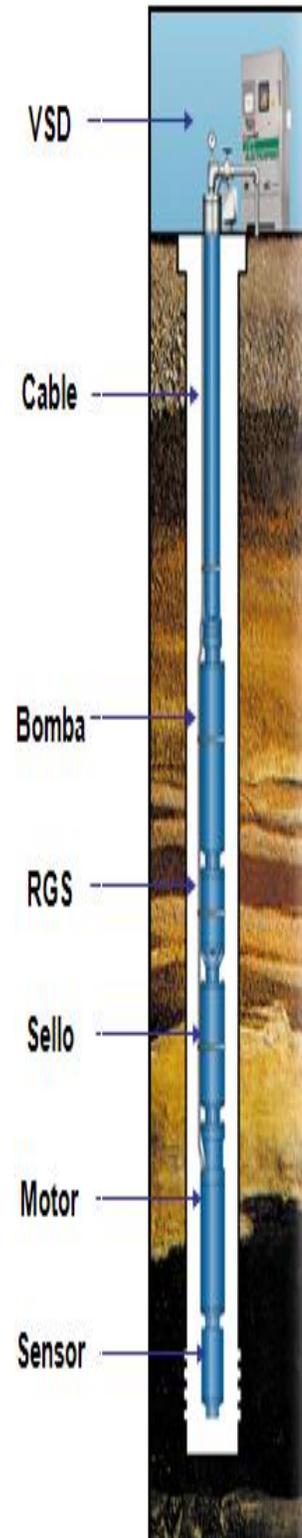


Figura 2. Equipo de Subsuelo de bombeo electrosumergible.

1.7.2 Desventajas

- ❖ Es imprescindible la corriente eléctrica, se requiere de altos voltajes.
- ❖ Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- ❖ Los cables dificultan el corrido de la tubería de producción.
- ❖ No es recomendable usar cuando hay alta producción de sólidos.
- ❖ No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia de superficie.
- ❖ Con la presencia de gas libre en la bomba, no puede funcionar ya que impide el levantamiento.
- ❖ Las bombas están afectadas por temperatura de fondo y producción de arena.

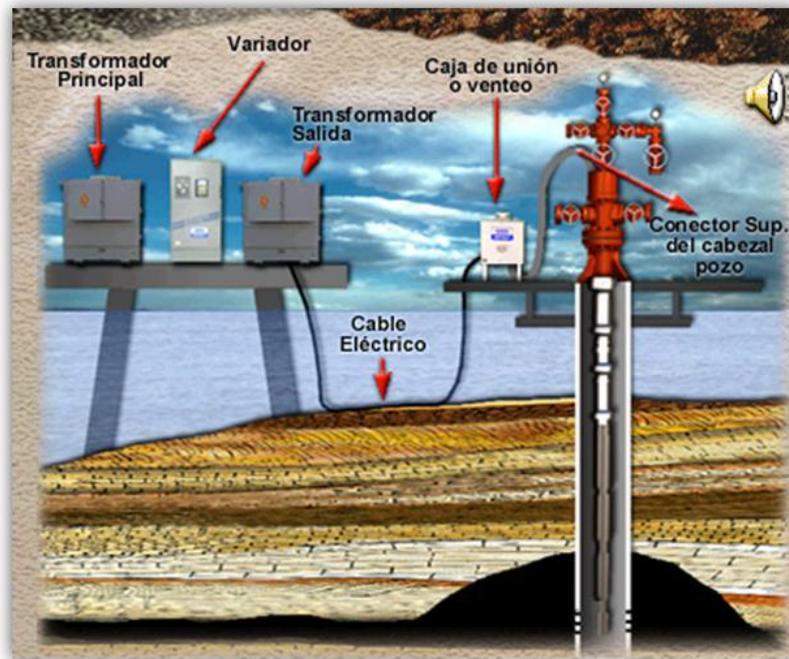


Figura 3. Equipo de Superficie de las BES

1.8 Cuadro Comparativo de las Características de los Sistemas de Levantamiento Artificial

	ROD LIFT	PCP	GAS LIFT	PLUNGER LIFT	HYDRAULIC PISTON	HYDRAULIC JET	BES
Profundidad de operación	100'-16000' TVD	2000'-6000 TVD	5000'-15000' TVD	8000'-20000' TVD	7500'-17000' TVD	5000'-15000' TVD	1000'-15000' TVD
Volumen Típico de Operación	5-5000 BPD	5-4500 BPD	200-30000 BPD	1-5 BPD	50-4000 BPD	300- >15000 BPD	200-30000 BPD
Temperatura de Operación	100-550 °F	75-250 °F	100-400 °F	120-500 °F	100-500 °F	100-500 °F	100-400 °F
Majeo de Corrosion	Excelente	Aceptable	Excelente	Excelente	Bueno	Excelente	Bueno
Manejo de Gas	Aceptable	Bueno	Excelente	Excelente	Aceptable	Bueno	Aceptable
Manejo de Solidos	Aceptable	Excelente	Bueno	Aceptable	Aceptable	Bueno	Aceptable
Gravedad del Fluido	>8° API	<35° API	>15° API	GOR Requerido 300 Pcs/Bs/1000 ft Prof.	>8° API	>8° API	>10° API
Fuerza Motriz	Gas o Electrico	Gas o Electrico	Compresor	Energia Natural del Pozo	Electrico	Electrico	Motor Electrico
Aplicaciones Offshore	Limitado	Bueno	Excelente	N/A	Bueno	Excelente	Excelente
Eficiencia global del sistema	45%-60%	40%-70%	10%-30%	N/A	45%-55%	10%-30%	35%-60%

Tabla 1. Características de los Sistemas de Levantamiento Artificial.

1.9 Distribución de los Sistemas de Levantamiento en la SOH

En la SOH existen diferentes sistemas de levantamiento artificial, los cuales permiten extraer el crudo del subsuelo; a continuación se mostrará la distribución actual de los tipos de sistemas de levantamiento de la superintendencia de operaciones Huila – Tolima.

SLA	# POZOS
BES	171
BM	180
FN	10
PCP	153
TOTAL	514

Tabla 2. Distribución de pozos por SLA.



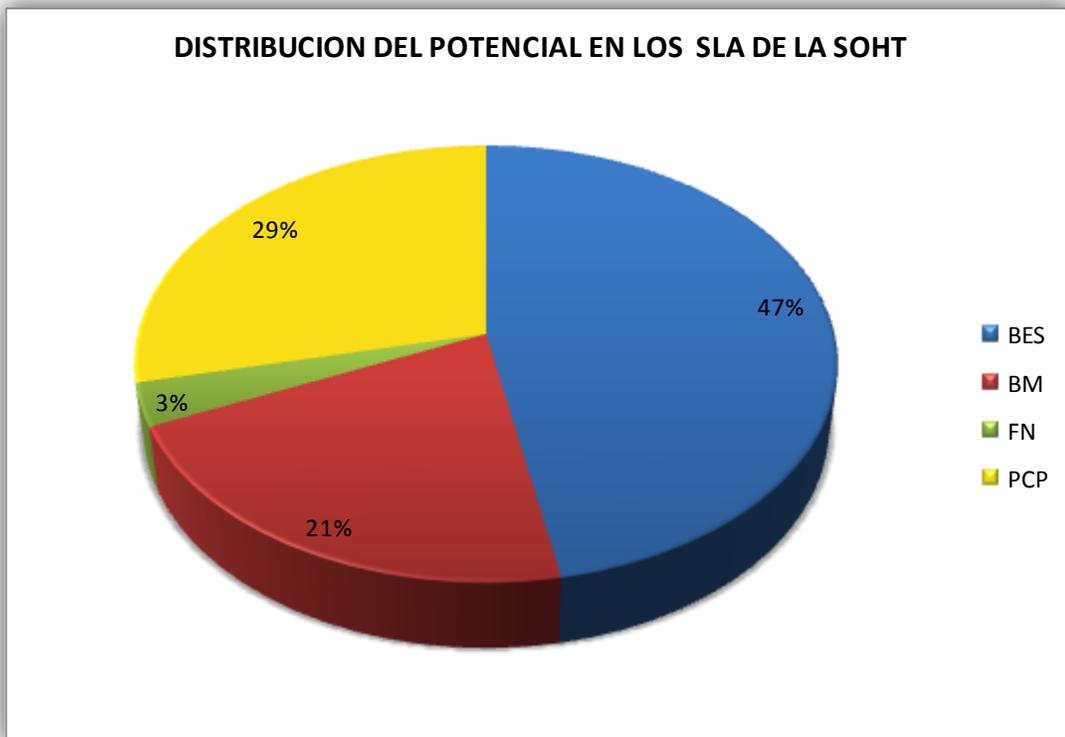
Gráfica 1. Distribución de los sistemas de levantamiento artificial de la SOH.

De acuerdo a la gráfica, los porcentajes están muy parejos, pero aún sigue predominando el bombeo mecánico como principal sistema de levantamiento y se nota el aumento considerable de las BES en la SOH ya que pasaron de ocupar el 23% en el 2011 al 33% en el 2012.

1.10 Distribución del Potencial en los SLA de la SOH

SLA	BOPD
BES	16741,3971
BM	7580,99675
FN	1126,94006
PCP	10165,4271
TOTAL	35614,7609

Tabla 3. Distribución de Potencial Por SLA.

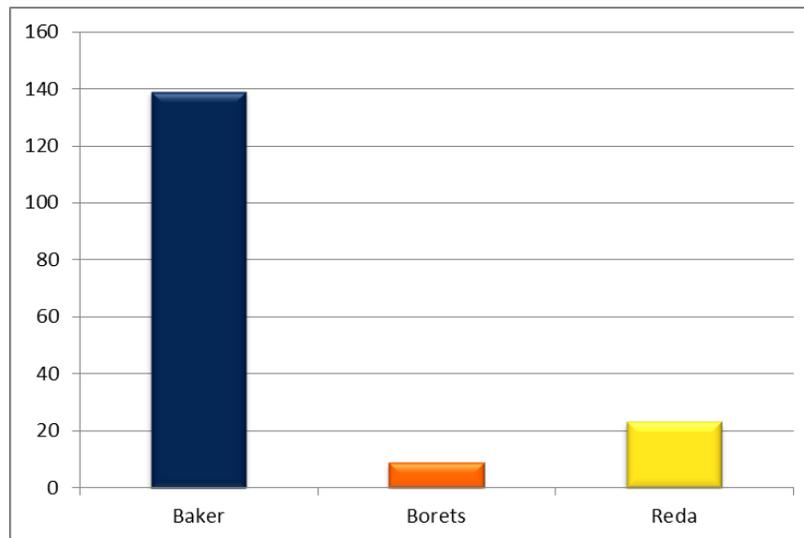


Gráfica 2. Aporte de Potencial de los Sistemas de Levantamiento Artificial de la SOH.

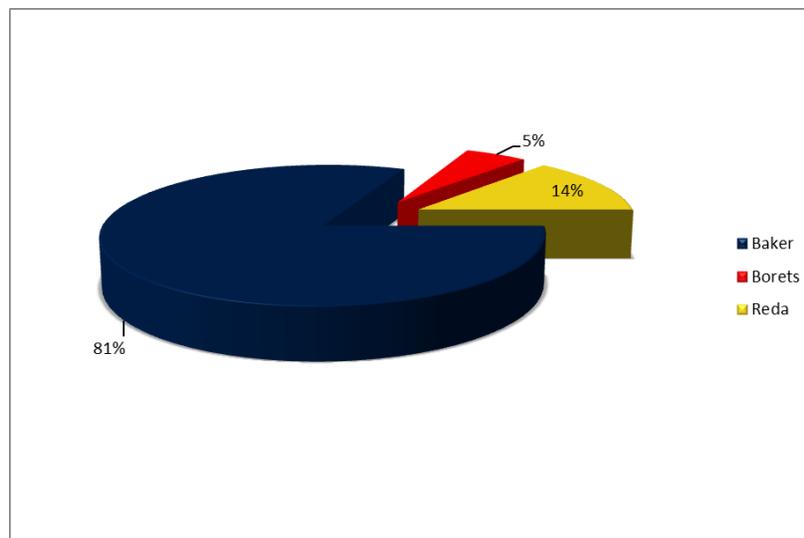
En cuanto a la gráfica anterior se puede destacar que el sistema que más aporta fluidos es el bombeo electrosumergible con un porcentaje del 47%, debido a que por sus características de aplicación se está aplicando en pozos con alto aporte de fluidos.

1.11 Distribución del Mercado Actualmente

Actualmente el mercado en la SOH está distribuido entre dos empresas proveedoras de equipos electrosumergible, las cuales son Baker Hughes con su línea Centrilift y Borets internacional, la última es nueva en Colombia y apenas este año incursiono en campo Dina. Como el campo San Francisco, tiene equipos de la empresa Reda de schlumberger, esto equipos se irán removiendo a medida que vayan fallando y serán reemplazados por equipos de las empresas proveedoras actuales.



Gráfica 3. Distribución del Mercado Actual entre Proveedores de BES.



Gráfica 4. Distribución Porcentual del Mercado Actual entre Proveedores de BES.

2. RESUMEN DE ACTIVIDADES REALIZADAS DURANTE LAS PASANTIAS

En el siguiente capítulo se detallarán las actividades realizadas en la pasantía supervisada que se lleva a cabo en ECOPETROL S.A en Campo Dina, en el área de Bombeo electro sumergible de toda la superintendencia de operaciones Huila – Tolima, en la cual se aplicó los conocimientos adquiridos durante la época de estudios en la universidad Surcolombiana.

2.1 Actividades Realizadas en Oficina.

Debido a que Ecopetrol tomo el control de los campos Tello, San francisco, Balcón, Rio ceibas, Yaguará, la directriz que surgió de la alta gerencia especificaba que se le diera el mismo manejo al cual estaban siendo sometidos los demás campos de la SOH, por lo tanto se hizo una organización total de más de 250 pozos que provenían de los nuevos campos con Bombeo electro sumergible, ya que estos no contaban con una buena organización como se lleva actualmente en Ecopetrol y además la información que traían era muy escasa y desorganizada, también se logró elaborar una base de datos de información faltante para que los proveedores de las Bombas electro sumergible buscaran dichos datos internamente y los enviaran para tener toda la información completa, en los cuales están archivos como:

2.2 Información del Equipo Bes

- ◆ Reportes de Running
- ◆ Reportes de Pulling
- ◆ Reportes de Arranque
- ◆ Archivos de Diseño
- ◆ Programa de Corrida
- ◆ Análisis de Fallas
- ◆ Estado Mecánico
- ◆ Protocolo de Equipos
- ◆ Protocolo de Cable

2.3 Información del Equipo Adrialpetro Ltda

- ❖ Reportes de Running QCI
- ❖ Reportes de Pulling QCI
- ❖ Reportes de Running Protectores Cannon
- ❖ Reportes de Pulling Protectores Cannon

Además, se llevó a cabo la realización de los predictivos para todos los pozos, en los cuales se especifica el equipo electrosumergible instalado, información del plan de acción a llevar durante el mes, el setting de los variadores y

transformadores de cada pozo, información de las placas de los variadores y transformadores, y lo más importante el cálculo de potencia de cada pozo, el cual permite determinar cuál es la carga del motor, el porcentaje de desbalance del equipo, las cargas de los transformadores y variadores, los KW necesarios para cada pozo entre otros.

Teniendo en cuenta estos parámetros, el desgaste de la bomba, los niveles del pozo, la PIP, el caudal que se está produciendo; el ingeniero de aplicaciones puede tomar la decisión si se le aumenta frecuencia al equipo para incrementar la producción o si se baja la frecuencia del equipo porque la zapata o el motor del equipo están al límite, estos parámetros son muy importantes porque del buen manejo de estos parámetros depende el runlife del equipo.

2.4 Niveles de Fluido Pozo PG-19

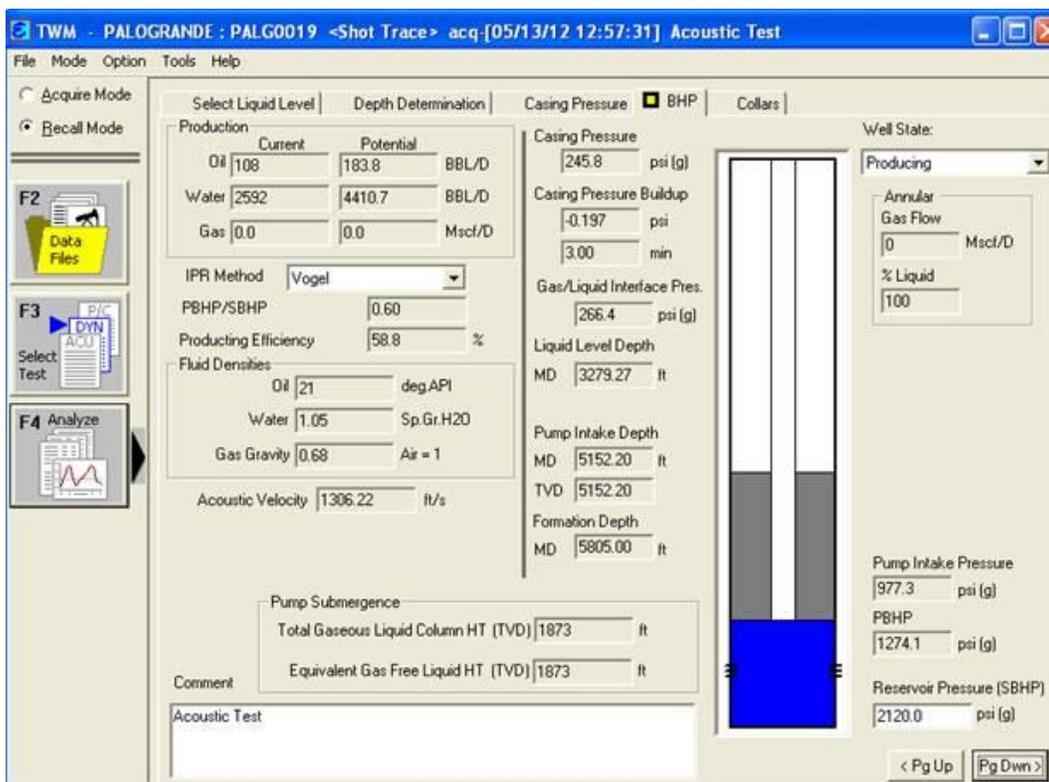


Figura 4. Niveles de Fluido PG-19

Como a todos los pozos se le deben tomar niveles de fluido para saber cuál es el nivel de sumergencia de la bomba, este archivo es de mucha ayuda porque en base a estos parámetros se decide si se puede extraer más fluido del pozo subiendo la frecuencia de operación del equipo o por el contrario bajando la frecuencia para que el equipo no se dañe.

También, se cargaron datos de costos de los equipos electrosumergible instalados y materiales suministrados por Adrialpetro al Programa Base de Ecopetrol llamado OPEN WELL.

Después de cada servicio, se evalúan las posibles fallas del equipo, se calculan los runlife y se cargan a una base datos donde se lleva el registro continuo de todas las corridas del pozo, luego se toman las medidas correctivas para eliminar dicha falla en el servicio siguiente.

Una actividad muy importante que se lleva a cabo en la pasantía supervisada es el respectivo control del DOWN TIME (Tiempo perdido), esta actividad se realiza después de cada servicio al pozo, ya sea Well Service o Workover, se busca en el informe paso a paso que suministra el Company man de la operación al pozo, espacios donde se haya perdido tiempo por:

- Acondicionando para drenar tubería (Achicando)
- Sacar tubería achicando (Achicando)
- Instalar herramientas de suabeo (Achicando)
- Sacando tubería de producción en dobles (Achicando)
- Pescando cable (Pesca de cable BES)
- Pesca de tubería Over Shot (Pesca de equipo BES)
- Pescando con arpón (Recuperando Bandas)
- Esperando Herramientas / Materiales (Contratistas BES)
- Esperando Personal (Contratistas BES)
- Espera / Mantenimiento de equipo BES (Esperando equipo BES)
- Reparando equipos y herramientas (Contratistas BES)
- Empalmando cable (BIW)
- Empalmando Quick Connector (QCI)

Esta actividad para Ecopetrol es muy importante porque con esto ellos miden la eficiencia del servicio y buscan minimizar el tiempo de intervención al pozo para que la pérdida de producción sea la menor posible. De la misma manera, si el contratista de los equipos electrosumergibles tiene pérdida de tiempo en el servicio se le genera una penalización económica y afecta la calificación de desempeño de la empresa.

Para un mejor entendimiento del procedimiento a continuación se encuentra una tabla donde se especifica cada operación con su relativo ejemplo, dichos ejemplos fueron sacados de su respectivo reporte de servicio al pozo.

2.5 Pérdidas de Tiempo “Down Time”

POZO	TO	FROM	Tiempo (Hrs)	DESCRIPCION	EJEMPLO
TL-58	03/07/2007	03/08/2007	3	Acondicionando drenar tubería (Achicando)	Se inició a sacar la sarta de producción de 3-1/2" eue N-80 con equipo ESP, salieron 11 juntas vacías, se lanzó barra para romper check-valve sin éxito, armo equipo de suabeo para achicar. El pozo se disparó en gas, armo poor boy con línea de gas quemadero, se achicaron 1200' ft de tubería y continúa sacando sarta. Avance = 500' ft.
TL-15	13/02/2007	13/02/2007	5,5	Sacar tubería achicando (Achicando)	En la parada No. 80 salió nivel de fluido @ 5090, armo equipo de achicamiento, achicaron 1950', en la parada No. 108 salieron los protectores Lasalle ; saco sarta así: 1 tubing hanger ; 236 jts 3 1/2" EUE L-80 ; 1 drain valve ; 1 jts 3 1/2" EUE L-80 ; 1 check valve ; 1 jta 3 1/2" EUE L-80 ; 1 cabeza de descarga ; 3 bombas ; 1 intake ; 2 sellos ; 2 motores ; 1 centinel ; 1 cross over de 2 3/8" x 2 7/8" ; 1 cross over de 2 7/8" x 3 1/2" ; 1 jta 3 1/2" ranurada ; 3 jts 3 1/2" EUE L-80 ; 236 jts 3 1/2" EUE L-80 ; 1 tapón 3 1/2"
QUI-04	23/10/2010	23/10/2010	1.5	Instalar herramientas de suabeo (Achicando)	Armó BHA Suabeo (oil saber, barras de peso y lubricador); Realiza achicamiento tubing, primer viaje 500 ft, segundo viaje encuentra nivel en 450 ft y achica hasta 1000 ft, tercer viaje encuentra nuevamente nivel en 500 ft (Hay aporte del anular hacia el tubing, para achicamiento).

TL-57	31/05/2010	31/05/2010	4	Sacando tubería de producción en dobles (Achicando)	Continúo sacando en dobles tubería 4-1/2" EU, aflojando con llave de potencia y desenroscando con llave hidráulica Foster. El cable de potencia sale helicoidalmente sobre la tubería. NOTA: la tubería sale llena desde la parada N° 80, lanzo barra. Se encontró reparación de cable @ 5230', Se encuentra cable estallado en el empalme cruzado N° 2 cable plano # 1 solido en el doble N° 93 a 6ft del coupling, Se observa el cable con orificio y la junta averiada por el estallido.
TN-05	03/04/2011	03/04/2011	0,5	Pescando cable (Pesca de cable BES)	Retiró pescado de cable del BHA # 5 de arpón, (Nota: se recuperó 91' de cable de potencia # 2 con su respectivo capilar, no se recuperó superbandas) total cable de potencia recuperado 434'.
TL-58	10/12/2010	10/12/2010	2	Pesca de tubería Over Shot (Pesca de equipo BES)	Desacoplo BHA # 15 asi:1 crossover de 3-1/2" IF pin x 2-7/8" IFbox,+ 1 acelerador de 4-3/4" x 3-1/2" IF,+ 9 drill collar de 4-3/4" x 3-1/2" IF,+1 fishing jar de 4-3/4",+ 1 bomper sub de 4-3/4",+1 drill collar de 4-3/4" OD, +1crossover de 6-1/2" OD x 3-1/2" IFbox ,+ 1 crossover de 6-1/2" OD x 4-1/2" IF,+ 1 Overshot de 7 5/8" OD con Grapa 5- 1/4" desde 357,45' (Nota: el overshot sale con un pedazo de chatarra parte superior de la grapa (Howsing del separador de gas) y 1/2 pedazo del separador de OD= 4 7/8" Long= 5".
TL-56	04/10/2011	04/10/2011	5	Pescando con arpón (Recuperando Bandas)	Continuo sacando sarta de tubería 3 1/2" eue con arpón para casing de 7" desde 4936 ft, hasta superficie se recuperaron 9,5 superbandas y 1,5 Flat Guard NOTA: quedando en fondo 4.5 superbandas

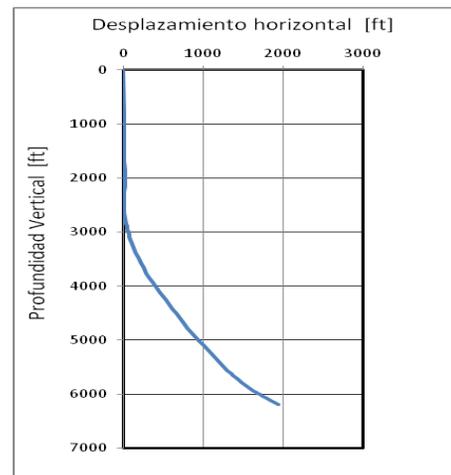
ARR-01	23/10/2011	23/10/2011	9,5	Esperando Herramientas / Materiales (Contratistas BES)	Esperó nueva unidad STAND ALONE por parte base CENTRILIFT Neiva para toma de medidas sensor centinel. Instaló unidad Stand alone y tomó medidas eléctricas PIP 850 psi - TM 110 °F - TI 100 °F.
CB-06	07/08/2010	07/08/2010	1.5	Esperando Personal (Contratistas BES)	Esperó personal de Centrilift para cambiar de posición al spooler, Izó rueda guía.
TL-56	09/10/2011	10/10/2011	3,5	Espera / Mantenimiento de equipo BES (Esperando equipo BES)	Esperando por revisión de equipo esp (motores y cable) en talleres centrilift.
ARR-01	22/02/2010	22/02/2010	1	Reparando equipos y herramientas (Contratistas BES)	Spooler de centrilift presento daño, personal de centrilift, reparo spooler.
TL-57	19/06/2007	19/06/2007	4	Empalmando cable (BIW)	Centrilift realizo empalme cable de potencia - lower pig tail. medidas eléctricas antes del empalme: f/f = 3,4 ohmios balanceado. f/t = 800 mohm. Conecto lower pigtail al tubing hanger, tomo medidas eléctricas, ok y sentó sarta. peso final 140.000 lbs.
QUI-03	11/11/2008	11/11/2008	2	Empalmando Quick Connector (QCI)	Instalo conexión quick conector en superficie, ff 500 mohm y pip 2139 psi, verifico giros y arranco pozo con 49 hz, temperatura intake 140.9, temperatura motor 134° f, thp 200 psi.

Tabla 4. Pérdidas de Tiempo en los Servicios.

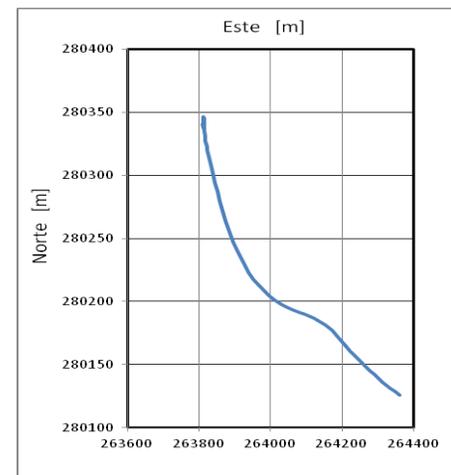
Luego de que ya se tiene el total de horas perdidas por cada ítem, se calculan las penalizaciones a la empresa contratista del equipo BES, además con esto también se calcula la eficiencia de la operación, también se compara los tiempos de instalación de los BIW y los QCI (conexión en superficie), entre otros.

También se realizaron los Survey de cada pozo, donde se ingresan valores de TMD, ángulo de inclinación y azimut; para calcular los puntos críticos de Dog leg, el desplazamiento horizontal del pozo, la TVD, entre otras, con el fin de evaluar donde se deben instalar protectores de cable, donde la tubería está más expuesta a sobre esfuerzos. Este es una parte del archivo del Survey donde se coloca la información más importante para graficar los parámetros mencionados anteriormente; este pozo el Toldado 8 es un buen ejemplo para mostrar la importancia de saber el dog leg en los pozos, porque ayuda a entender la geometría del pozo y a prevenir fallas en las zonas de mayor afectación.

WELL	TOL-08				
STATUS	ACTIVE				
N (m)	280340.71				
E(m)	263809.89				
RTE(ft)	1531.00				
GLE(ft)	1515.00				
TOPS	AHD (ft)	INC (DEG)	Az (DEG)	TVD (ft)	TVDSS (ft)
	0	0	0	0.00	1531.00
	840	1,3	158	839,93	691,07
	880	1,3	139	879,92	651,08
	920	1,7	67	919,91	611,09
	1150	1,8	39	1149,80	381,20
	1300	1,8	35	1299,73	231,27
	1350	2	24	1349,70	181,30
	1400	1,7	54	1399,68	131,32
	1450	1,9	11	1449,66	81,34
	1500	1,9	356	1499,63	31,37
	1550	2	343	1549,60	-18,60
	1600	2	337	1599,57	-68,57
	1700	2	342	1699,51	-168,51
	1850	2	349	1849,42	-318,42
	1950	1,9	277	1949,37	-418,37
	2050	1,9	306	2049,32	-518,32
	2150	1,7	225	2149,28	-618,28
	2250	1	284	2249,26	-718,26
	2350	3	161	2349,22	-818,22
	2450	4,3	152	2449,01	-918,01
	2550	4,5	148	2548,72	-1017,72
	2600	6,9	163	2598,47	-1067,47
	2650	7,3	161	2648,09	-1117,09
	2750	7,1	161	2747,30	-1216,30
	2850	7,7	158	2846,47	-1315,47
	2900	8,3	157	2895,98	-1364,98
	2950	9,6	151	2945,37	-1414,37
	3000	10,7	145	2994,59	-1463,59
	3050	11,8	142	3043,63	-1512,63
	3100	12,9	141	3092,47	-1561,47
	3150	13,8	141	3141,12	-1610,12
	3200	14,3	143	3189,62	-1658,62
	3300	15,9	141	3286,17	-1755,17
	3400	16,9	140	3382,10	-1851,10
	3500	18,6	138	3477,33	-1946,33
	3600	19,3	136	3571,91	-2040,91
	3700	20,6	135	3665,91	-2134,91
	3800	21,8	135	3759,14	-2228,14
	3900	24,6	131	3851,05	-2320,05
	4000	25,7	131	3941,57	-2410,57
	4100	27,7	123	4030,93	-2499,93
	4200	27,9	121	4119,39	-2588,39
	4350	27,4	119	4252,27	-2721,27
	4450	28,5	113	4340,62	-2809,62
	4550	29	110	4428,29	-2897,29
	4650	29,1	107	4515,72	-2984,72
	4850	30	103	4689,72	-3158,72
	4950	31,2	102	4775,79	-3244,79
	5050	33,2	100	4860,41	-3329,41

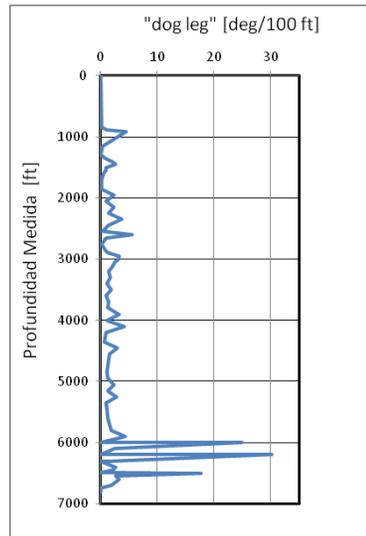


Gráfica 5.Desplazamiento Horizontal.



Gráfica 6.Coordenadas Geográficas.

Figura.5 Survey Pozo Tol-08



Gráfica 7. Comportamiento del Dog Leg.

En la gráfica 5. de desplazamiento horizontal se puede ver que el pozo se desplazó 2000 ft del punto donde inició la perforación para alcanzar la zona de interés, en la gráfica 6 se aprecia la dirección que tomó la perforación en coordenadas Este-Norte en el subsuelo, y en la gráfica 7 se evidencia que entre los 6000 ft y los 7000 ft hay un aumento considerable del dog leg alrededor de los 30°, que puede afectar el cable si no se protege correctamente con protectores de cable y que puede producir pegas de la sarta de producción y en el peor de los casos puede producir pesca de equipos o pérdida total del pozo.

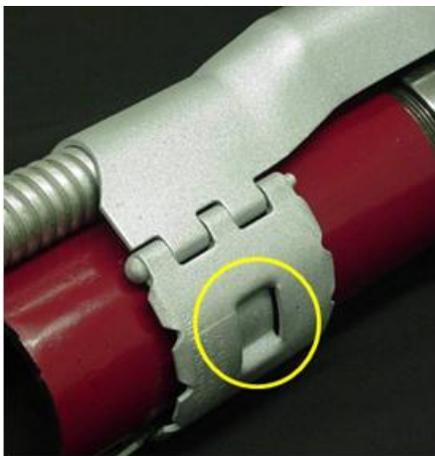


Figura 6. Protectores de cable Cannon suministrados por ADRIALPETRO.



Figura 7. Cable dañado por alto Dog Leg del pozo.

3. ANÁLISIS DE FALLAS DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DE LA SOH

El gran desarrollo y aporte para Ecopetrol y Adrialpetro durante la pasantía está reflejado en este capítulo donde se analizará con la ayuda del programa macro llamado “KPIs ECP SOH” las principales fallas que han ocurrido en la historia de los pozos de la superintendencia de operaciones Huila – Tolima, desde el año 2000.

Conceptos a tener en cuenta:

Fallas Directas: Son aquellas fallas que son atribuibles al contratista de bombeo electrosumergible, que pueden ser ocasionadas por errores de fábrica, mal ensamble en el pozo, errores técnicos de conexión de equipos. Ej: Equipos no ferríticos en pozos con problemas de corrosión y que el cliente exigió que fueran ferríticos, los sellos mecánicos fallaron.

Fallas indirectas: Son aquellas fallas que son atribuibles a condiciones del pozo, que ocasionan que el equipo electrosumergible falle. Ej: Scale, Arena, Corrosión etc

Green Pulling: Son aquellos servicios que no fueron fallas, si no que se sacó el equipo del pozo para Workover o por petición del cliente.

Pulling: Son aquellos servicios donde se saca el equipo electrosumergible del pozo por orden del cliente o por fallas.

Las fallas se clasifican de acuerdo al tiempo en que ocurre el evento después de que se arrancó el pozo en las siguientes clases:

- **Fallas Infantiles:** son aquellas fallas directas o indirectas que ocurren en <30 días a partir del arranque del pozo.
- **Fallas prematuras:** Son aquellas fallas directas o indirectas que se presentan entre un lapso de tiempo ≥ 30 y ≤ 365 días.
- **Fallas Normales:** Son todas aquellas fallas ya sean directas o indirectas que sobrepasen los 365 días.

NOTA: Debido a que serían muchos cuadros de datos solo se presentarán los dos últimos años, pero el análisis se enfocó desde el año 2000 al 2012; las siguientes tablas son los datos que arroja el programa para la realización de las gráficas de KPI para determinar los índices de fallas.

3.1 Análisis de Fallas Mensuales Directas de la SOH desde el 2010-2012

AREA = ECP SOH CAMPO =				FALLAS DIRECTAS								
Mes	Año	Running Wells	Running Average	# Fallas Directas	# Fallas Infantiles directas (<=30)	# Fallas Prematuras directas (>30, <=36)	# Fallas Directas > 365 días	Indice Fallas Directas	Indice Fallas Infantiles Directas	Indice Fallas Prematuras Directas	Indice Fallas directas > 365 días	Direct Failure Average
January	2010	179	536.8	2	1	0	1	0.01	0.01	0.00	0.01	872.00
February	2010	177	543.7	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
March	2010	176	543.9	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
April	2010	174	536.1	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
May	2010	175	555.3	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
June	2010	176	563.1	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
July	2010	176	549.8	2	0	1	1	0.01	0.00	0.01	0.01	306.00
August	2010	175	560.7	2	0	2	0	0.01	0.00	0.01	0.00	107.00
September	2010	174	545.0	4	2	2	0	0.02	0.01	0.01	0.00	123.25
October	2010	173	518.9	5	3	2	0	0.03	0.02	0.01	0.00	82.20
November	2010	170	520.7	1	1	0	0	0.01	0.01	0.00	0.00	2.00
December	2010	170	542.4	1	0	0	1	0.01	0.00	0.00	0.01	446.00
January	2011	171	562.8	1	0	1	0	0.01	0.00	0.01	0.00	187.00
February	2011	171	565.1	2	0	2	0	0.01	0.00	0.01	0.00	185.00
March	2011	170	577.4	1	1	0	0	0.01	0.01	0.00	0.00	25.00
April	2011	168	583.6	3	1	2	0	0.02	0.01	0.01	0.00	71.00
May	2011	170	557.9	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
June	2011	171	568.9	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
July	2011	171	575.7	1	1	0	0	0.01	0.01	0.00	0.00	9.00
August	2011	169	593.6	2	0	2	0	0.01	0.00	0.01	0.00	81.00
September	2011	166	603.6	1	0	1	0	0.01	0.00	0.01	0.00	310.00
October	2011	168	610.3	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
November	2011	168	615.7	2	0	0	2	0.01	0.00	0.00	0.01	971.50
December	2011	170	616.2	1	0	0	1	0.01	0.00	0.00	0.01	1102.00
January	2012	169	637.4	1	0	0	1	0.01	0.00	0.00	0.01	563.00
February	2012	170	661.0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
March	2012	169	677.9	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
April	2012	168	705.0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
May	2012	167	721.5	1	0	1	0	0.01	0.00	0.01	0.00	221.00
June	2012	166	726.0	1	0	0	1	0.01	0.00	0.00	0.01	641.00
July	2012	171	723.7	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A

Tabla 5. Pantallazo de Salida del Programa Macro Para el Análisis de Fallas Directas Mensuales.

3.2 Análisis de Fallas Mensuales Indirectas de la SOH desde el 2010-2012

FALLAS INDIRECTAS								GREEN PULLINGS			
# Fallas Indirectas	# Fallas Infantiles Indirectas (<=30)	# Fallas Prematuras Indirectas (>30, <=365)	# Fallas Indirectas > 365 días	Indice Fallas Indirectas	Indice Fallas Infantiles Indirectas	Indice Fallas Prematuras Indirectas	Indice Fallas Indirectas > 365 días	Indirect Failure Average	# Green Pullings	Indice Green Pulling	Green Pulling Average
3	1	0	2	0.02	0.01	0.00	0.01	509.00	2	0.01	526.50
4	0	2	2	0.02	0.00	0.01	0.01	351.00	4	0.02	850.50
2	0	1	1	0.01	0.00	0.01	0.01	432.50	6	0.03	847.67
5	0	3	2	0.03	0.00	0.02	0.01	656.00	6	0.03	735.83
7	0	7	0	0.04	0.00	0.04	0.00	156.86	2	0.01	236.00
3	0	2	1	0.02	0.00	0.01	0.01	331.00	7	0.04	454.86
4	0	2	2	0.02	0.00	0.01	0.01	712.25	6	0.03	579.33
3	0	1	2	0.02	0.00	0.01	0.01	523.67	4	0.02	582.00
6	0	3	3	0.03	0.00	0.02	0.02	552.33	5	0.03	1235.00
6	1	0	5	0.03	0.01	0.00	0.03	1481.00	3	0.02	1045.00
3	1	1	1	0.02	0.01	0.01	0.01	236.00	4	0.02	712.25
0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A	2	0.01	251.00
3	0	1	2	0.02	0.00	0.01	0.01	354.00	2	0.01	68.00
4	1	1	2	0.02	0.01	0.01	0.01	631.00	2	0.01	664.50
5	1	1	3	0.03	0.01	0.01	0.02	609.60	2	0.01	341.50
4	0	1	3	0.02	0.00	0.01	0.02	954.75	1	0.01	1141.00
4	0	1	3	0.02	0.00	0.01	0.02	1260.50	6	0.04	573.33
2	0	1	1	0.01	0.00	0.01	0.01	347.00	4	0.02	502.75
2	0	1	1	0.01	0.00	0.01	0.01	1319.50	2	0.01	732.50
2	0	0	2	0.01	0.00	0.00	0.01	434.50	6	0.04	708.67
5	1	2	2	0.03	0.01	0.01	0.01	281.20	4	0.02	378.00
4	0	2	2	0.02	0.00	0.01	0.01	604.50	1	0.01	358.00
2	0	1	1	0.01	0.00	0.01	0.01	311.00	2	0.01	768.00
3	0	0	3	0.02	0.00	0.00	0.02	759.00	1	0.01	540.00
4	0	2	2	0.02	0.00	0.01	0.01	374.75	1	0.01	212.00
1	0	1	0	0.01	0.00	0.01	0.00	295.00	0	0.00	N/A
2	0	1	1	0.01	0.00	0.01	0.01	1050.00	1	0.01	937.00
1	0	0	1	0.01	0.00	0.00	0.01	1065.00	1	0.01	95.00
6	1	2	3	0.04	0.01	0.01	0.02	507.50	1	0.01	56.00
4	0	2	2	0.02	0.00	0.01	0.01	761.50	1	0.01	1050.00
0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A	0	0.00	N/A

Tabla 6. Pantallazo de Salida del Programa Macro Para el Análisis de Fallas Indirectas y Green Pulling Mensuales.

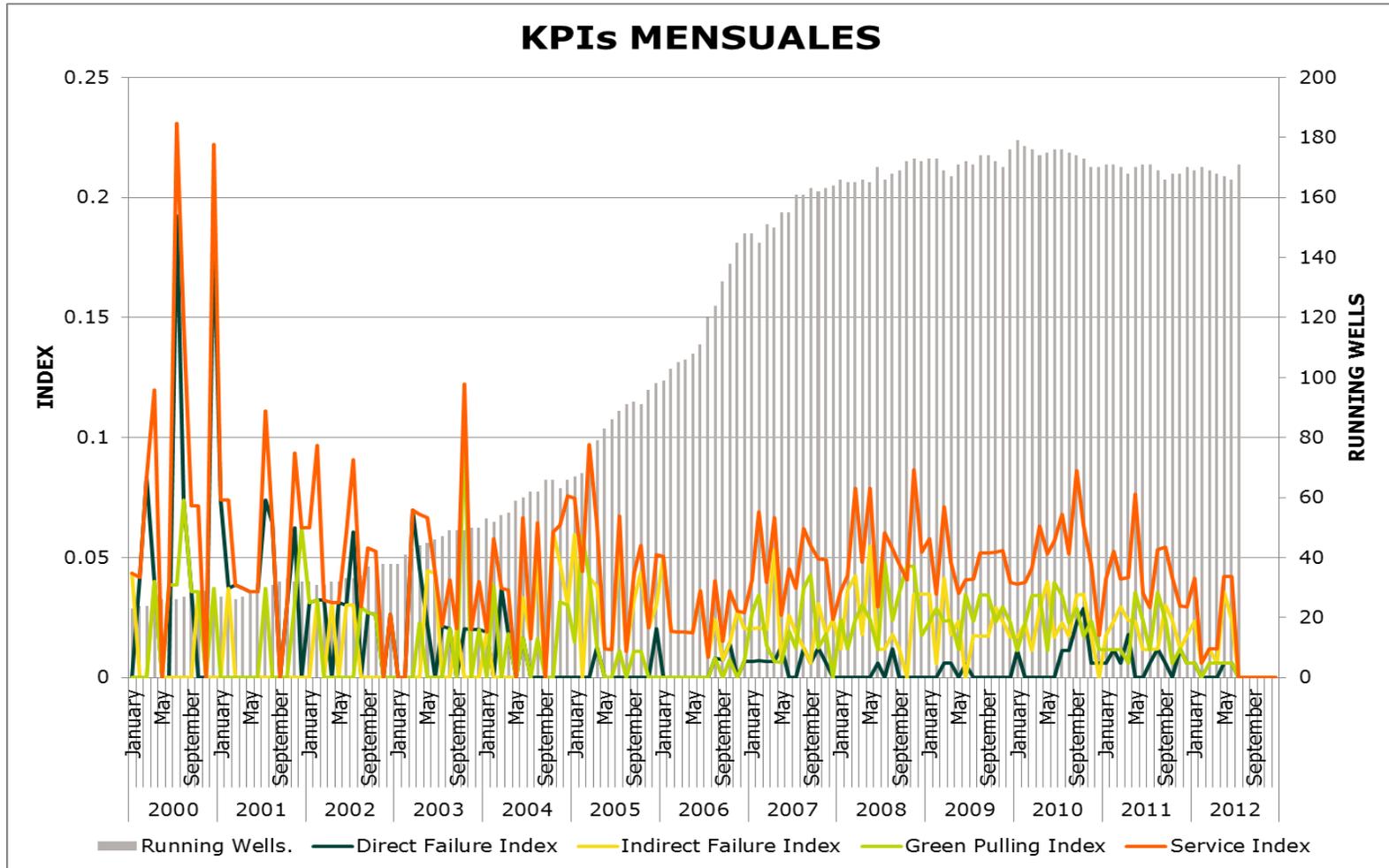
3.3 Análisis de Pullings Mensuales de la SOH desde el 2010-2012

PULLINGS						
# Pullings	Indice Servicios	Pulling Average	INDICE TOTAL FALLA (Directa + Indirecta)	Failure Average	FECHA INICIO	FECHA FIN
7	0.04	617.71	0.03	654.20	1/1/2010	1/31/2010
7	0.04	608.86	0.02	N/A	2/1/2010	2/28/2010
8	0.05	744.75	0.01	N/A	3/1/2010	3/31/2010
11	0.06	699.55	0.03	N/A	4/1/2010	4/30/2010
9	0.05	174.44	0.04	N/A	5/1/2010	5/31/2010
10	0.06	417.70	0.02	N/A	6/1/2010	6/30/2010
12	0.07	578.08	0.03	576.83	7/1/2010	7/31/2010
9	0.05	457.00	0.03	357.00	8/1/2010	8/31/2010
15	0.09	665.47	0.06	380.70	9/1/2010	9/30/2010
11	0.06	935.64	0.06	845.18	10/1/2010	10/31/2010
8	0.05	444.88	0.02	177.50	11/1/2010	11/30/2010
3	0.02	316.00	0.01	446.00	12/1/2010	12/31/2010
7	0.04	339.14	0.02	312.25	1/1/2011	1/31/2011
9	0.05	489.89	0.04	482.33	2/1/2011	2/28/2011
7	0.04	501.14	0.04	512.17	3/1/2011	3/31/2011
7	0.04	708.29	0.04	576.00	4/1/2011	4/30/2011
13	0.08	695.54	0.02	N/A	5/1/2011	5/31/2011
6	0.04	451.17	0.01	N/A	6/1/2011	6/30/2011
5	0.03	823.20	0.02	882.67	7/1/2011	7/31/2011
9	0.05	568.67	0.02	257.75	8/1/2011	8/31/2011
9	0.05	361.22	0.04	286.00	9/1/2011	9/30/2011
7	0.04	430.43	0.02	N/A	10/1/2011	10/31/2011
5	0.03	582.00	0.02	641.25	11/1/2011	11/30/2011
5	0.03	997.00	0.02	844.75	12/1/2011	12/31/2011
7	0.04	410.29	0.03	412.40	1/1/2012	1/31/2012
1	0.01	295.00	0.01	N/A	2/1/2012	2/29/2012
2	0.01	535.00	0.01	N/A	3/1/2012	3/31/2012
2	0.01	582.00	0.01	N/A	4/1/2012	4/30/2012
7	0.04	763.57	0.04	466.57	5/1/2012	5/31/2012
7	0.04	687.86	0.03	737.40	6/1/2012	6/30/2012
0	0.00	N/A	0.00	N/A	12/1/2012	7/29/2012

Tabla 7. Pantallazo de Salida del Programa Macro Para el Análisis de Pulling Mensuales.

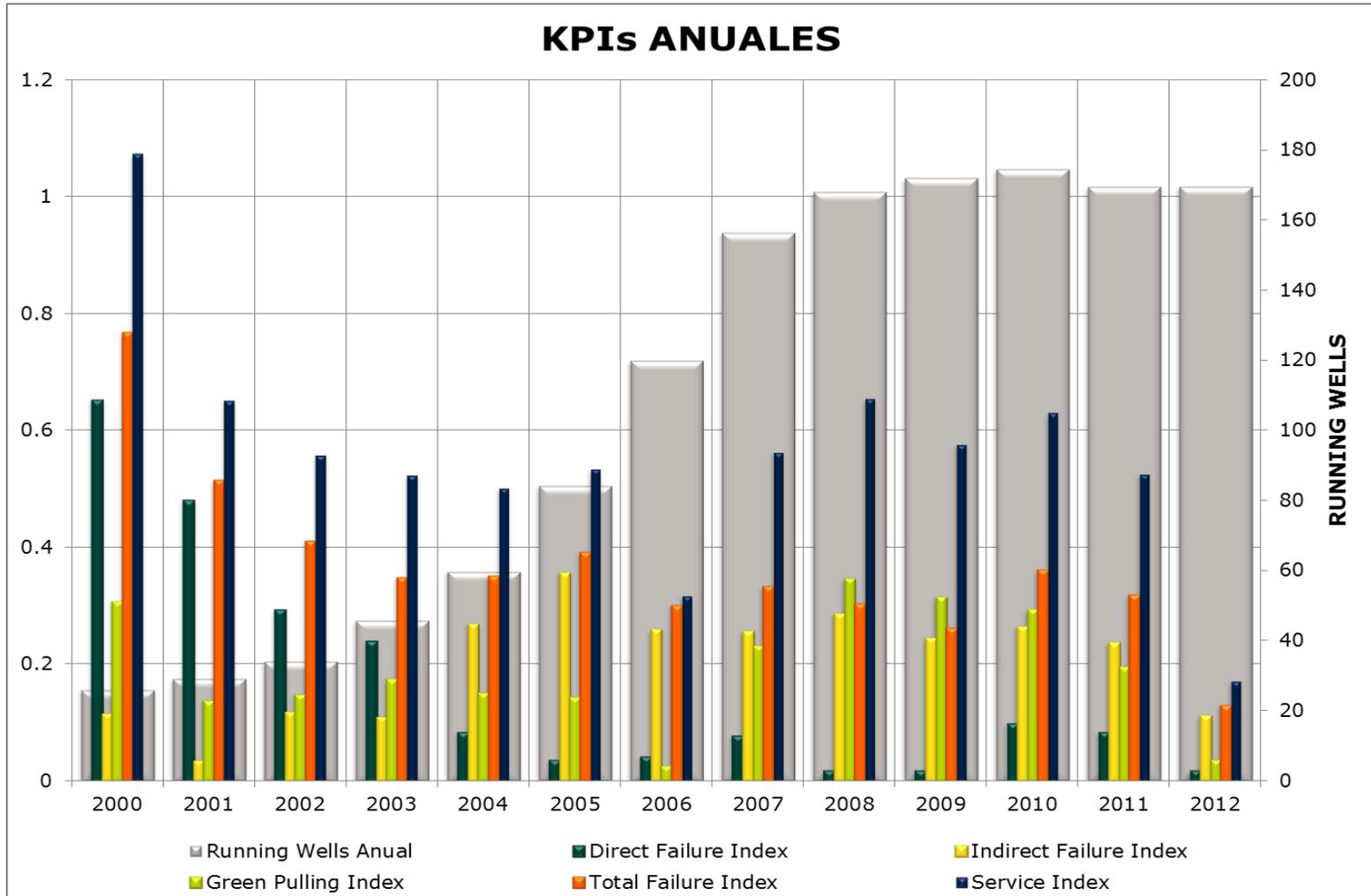
En las tablas anteriores el programa macro permite calcular con los datos de entrada para toda la SOH desde el año 2010 hasta el 2012, todas las fallas que han ocurrido y las clasifica de acuerdo al tipo de falla (Directa, Indirecta o Green Pulling), además permite ver la cantidad de pozos que actualmente corren y el promedio de run life por cada mes. Así mismo, permite verificar la cantidad de fallas infantiles, fallas prematuras y aquellas que sobrepasaron el año de run life; el programa es muy versátil porque permite variar los intervalos de tiempo y las áreas deseadas logrando un análisis más concreto y efectivo.

3.4 Indicadores Mensuales de Falla en la SOH desde EI 2000-2012



Gráfica 8. Indicadores KPIs Mensuales (Key Performance Indicator)

3.5 Indicadores Anuales de Falla en la SOH desde el 2000-2012



Gráfica 9. Indicadores KPIs Anuales.

En las gráficas anteriores se puede apreciar que en el intervalo de los años 2000-2003 el índice de fallas directas era muy elevado con respecto a la cantidad de pozos que se manejaba en ese entonces, además se intervenían mucho más los pozos.

A partir del 2004 se experimentó un aumento en la cantidad de pozos de la SOH, desde el 2004 a la fecha las fallas directas e indirectas disminuyeron y aumentaron los Green Pulling evidenciando que se empezaban a mejorar las condiciones de los pozos para mejorar la producción y disminuir las intervenciones a los pozos, además el índice de servicios disminuyó a pesar de que los pozos aumentaron, mostrando que se estaban diseñando mejores equipos para los pozos y aumentando el run life de los equipos.

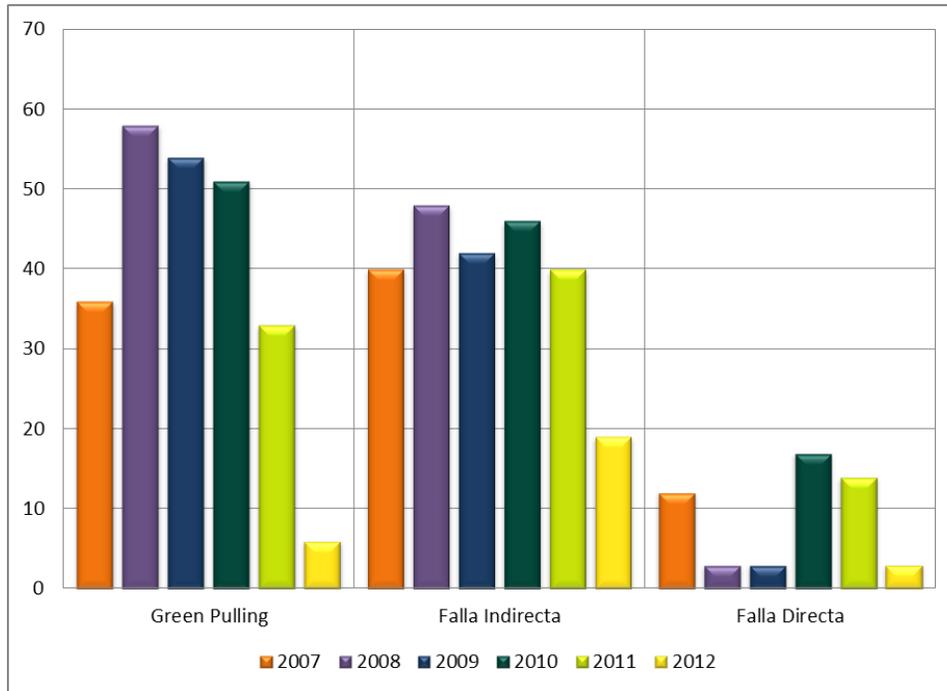
También se puede comparar que hasta el 2011, el año 2006 es el mejor en relación al número de intervenciones a los pozos, además la mayoría de intervenciones se provocaron por condiciones del pozo, que ocasionaban que los equipos fallaran.

Desafortunadamente en los años venideros aumentó el índice de intervenciones a los pozos y se mantuvieron las fallas indirectas, pero con un aumento en los Green Pulling lo cual nos afirma que muchas de las fallas ocurridas no fueron producidas por malos diseños de los equipos ni por fallas de los equipos, si no por las condiciones de los pozos.

En lo que va corrido de este año se puede decir que se ha hecho una buena gestión ya que el índice de servicios es bajo lo cual demuestra que los run life de los equipos es alto y las fallas directas son muy pocas y si se sigue este rendimiento este año va a ser el mejor en relación con los años anteriores.

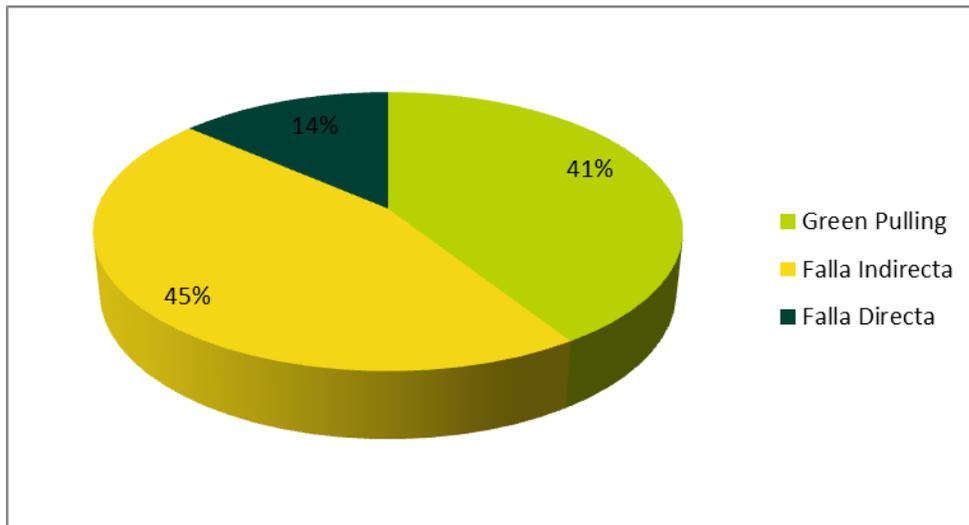
Debido a la buena aceptación que ha tenido la aplicación de este programa de KPIs en la superintendencia de operaciones Huila – Tolima, se está pensando en aplicarlo en todas las demás superintendencias de producción de Ecopetrol, además que el programa no solo podría aplicarse a bombeo electrosumergible sino a los demás métodos de levantamiento artificial, haciéndolo una herramienta muy útil para el análisis de fallas y el seguimiento estadístico de los principales indicadores de causas de fallas de los equipos.

3.6 Tipos de Fallas desde el 2007-2012



Gráfica 10. Distribución Anual de Fallas.

En esta gráfica se logra apreciar que el año 2010 fue donde más fallas directas hubo, el segundo en fallas indirectas y el tercero en Green Pulling, lo cual nos demuestra que fué un año con muchos servicios a pozo, y que la mayoría causados por condiciones del pozo.



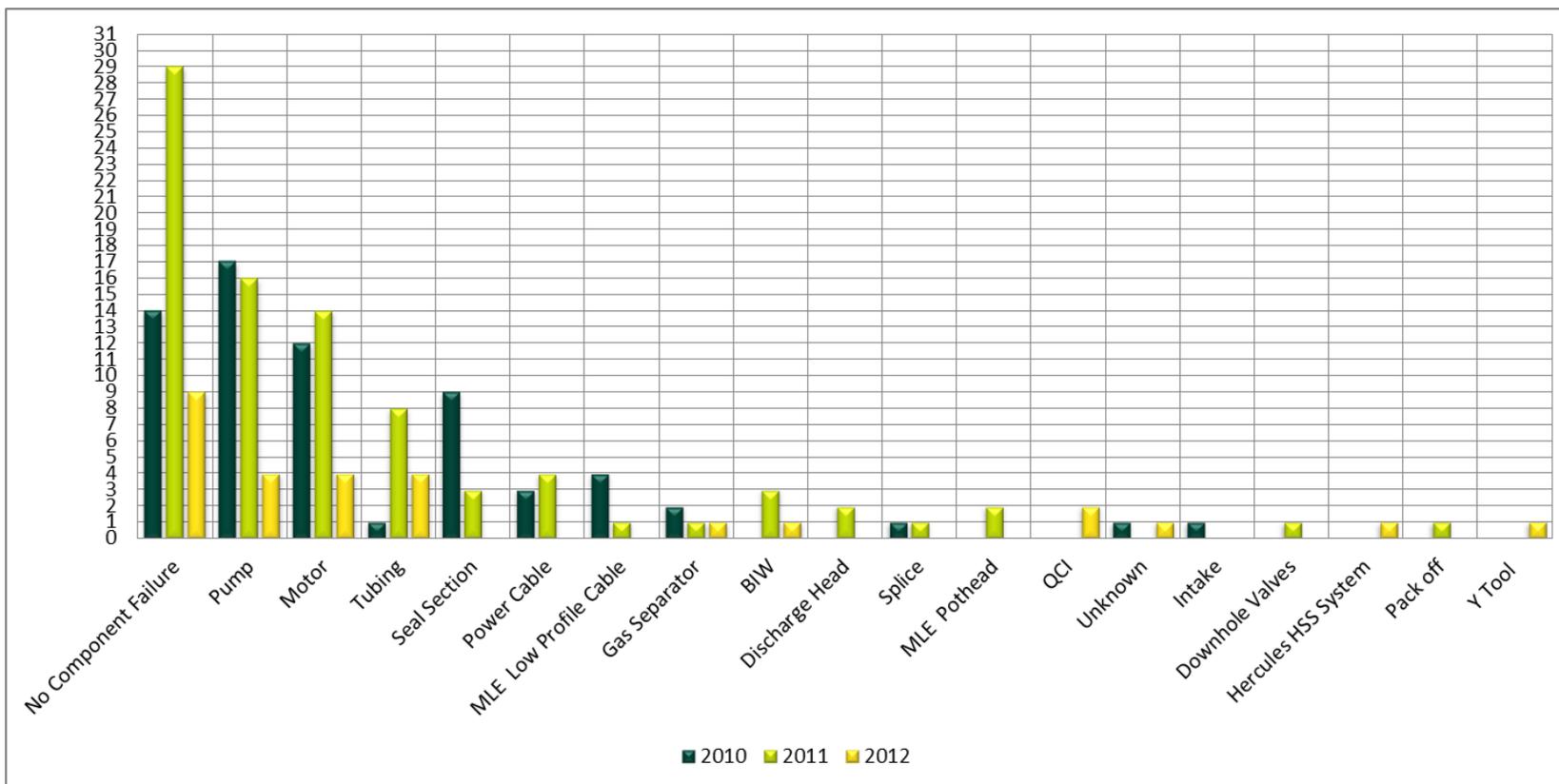
Gráfica 11. Distribución Porcentual de las Fallas En La SOH.

En la gráfica 9 de torta, se observa que desde el 2007 al 2012 el principal tipo de falla es la falla indirecta con un 45%, por lo cual se podría deducir que se deberían implementar nuevos programas de mejoramiento de los yacimientos para bajar este índice, haciendo más eficiente los pozos y disminuyendo las intervenciones.

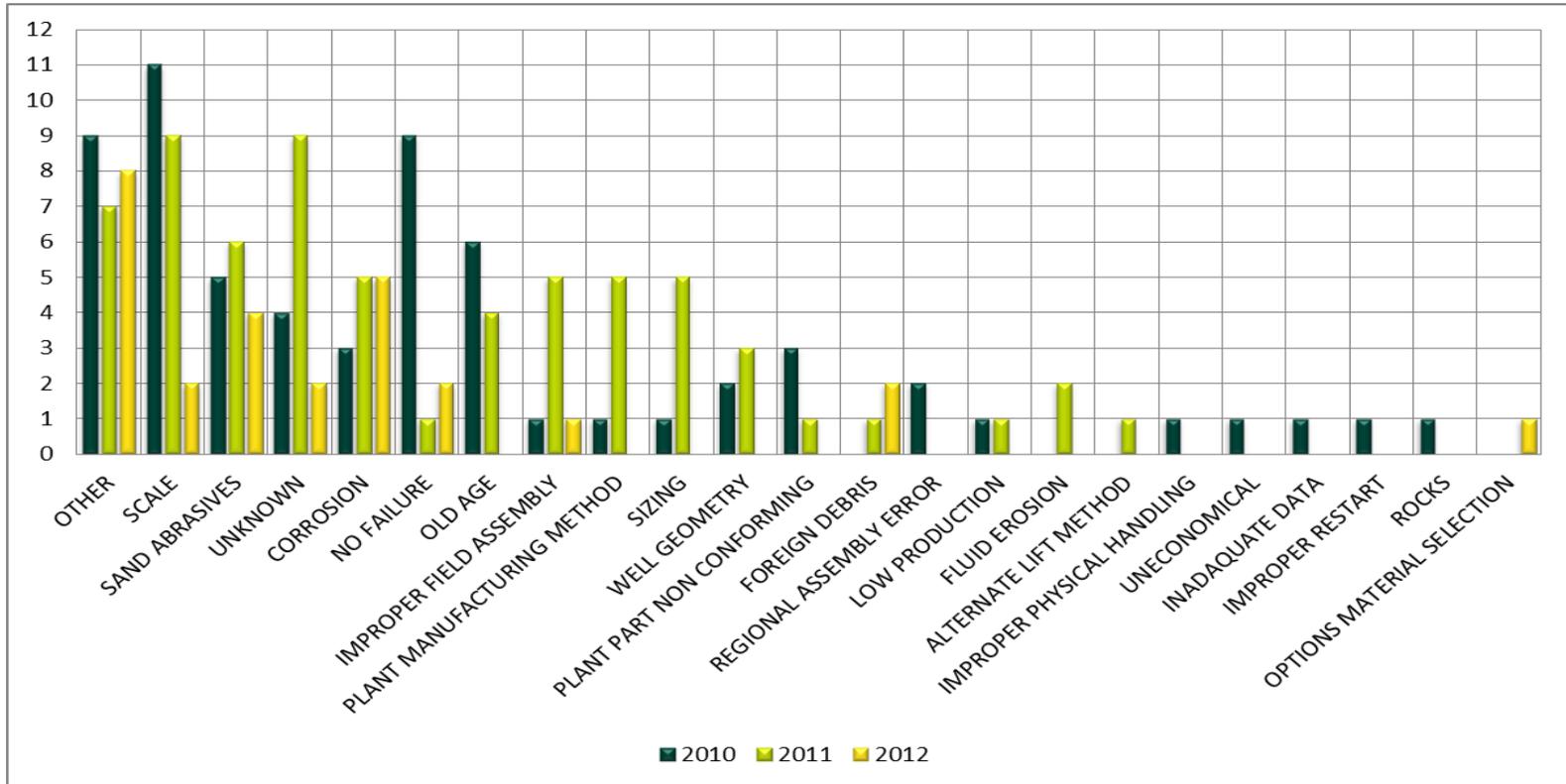
Gracias a este programa se empezó a implementar en la SOH en el campo Yaguará un programa intensivo de inhibición de incrustaciones y control de corrosión por H_2S , con la implementación de cable con capilar para prevenir futuros problemas a largo plazo y alargar la vida útil de los equipos de subsuelo y disminuir los índices de intervención a los pozos.

Para mitigar el impacto en los indicadores de falla por corrosión en el tubing, Ecopetrol inicio un contrato con la empresa Tenaris, para la elaboración de tubería resistente a la corrosión por CO_2 y H_2S , con la finalidad de ir cambiando la tubería en los pozos con mayor índice de falla por este factor, a medida que se vayan presentando los nuevos servicios a pozo.

También, en aquellos pozos donde el porcentaje de manejo de sólidos es muy elevado se está aplicando las nuevas bombas con bujes de carburo de tungsteno que le permiten manejar mejor las arenas abrasivas en las etapas de la bomba.



Gráfica 12. Componentes Fallados De los Equipos de Subsuelo.



Gráfica 13. Causas De Fallas.

En la gráfica 10 se puede observar que en el periodo comprendido entre 2010-2012, el principal componente fallado es la bomba seguido por el motor y en tercer lugar la tubería, esto se debe a que la mayoría de veces las condiciones del pozo como arena o scale taponan el impeler de la bomba haciendo que se frene o se parta el eje de la misma, por lo cual el motor también sufre ya que al no tener rotación el motor se recalienta y se quema. En cuanto a la corrosión, la cual ocasiona el rompimiento de la tubería en las zonas de mayor afectación o también, si el pozo tiene tratamiento químico para incrustaciones y no se hace a través de capilar si no por inyección en el anular este químico afecta la tubería y hasta los cabezales como ejemplo el pozo Tello 51 que estuvo a punto de perderse por este problema.

Problema y Análisis Económico TL-51

En el pozo TL-51 se evidencia fuga en el cabezal y se corrige con epóxico, posteriormente el día 21-Mar-11 se presenta falla del equipo BES en fondo y después de retirar el equipo se evidencia corrosión interna en el casing de producción de 7" por debajo del cabezal, se baja empaque y se retira el equipo de well service del pozo, después de corrección de remplazo de casing y cabezal se deja el pozo en producción el 3-May-11. Se presentaron pérdidas de 6.000 Bbls mientras se realizaba corrección del casing y cabezal, pérdidas de tiempo y costos de equipo por movilizaciones adicionales, corrección falla superficie.

¿Por qué pasó?

- Falla del casing y cabezal por corrosión debido a inyección continua de inhibidor de incrustación por el anular sin estar diluido.
- Falta de conocimiento del personal, y se suspende la recirculación de fluido del pozo para diluir la química.

ITEM	Costo (\$US)
Pérdida de Producción.	612000
Costos de Movilización de equipo y pérdidas de tiempo de equipo.	53000
Total	665000
Cable con Capilar 8000 ft	138300

Tabla 8. Análisis Económico Perdidas Vs Cable Capilar.

Si se hubiese instalado cable con capilar solo habrían gastado 138300 dólares más en el servicio, y se habrían evitado la intervención al pozo que les costó aproximadamente 665000 dólares con el riesgo de que casi se pierde el pozo.

Lección Aprendida

- ✓ El inhibidor de incrustación es un químico altamente ácido y se debe aplicar diluido cuando se vaya aplicar de forma continua por el anular.
- ✓ El Casing y el cabezal son componentes que deben durar durante toda la vida productiva de un pozo y su cuidado es muy importante.
- ✓ Es mejor hacer una inversión pequeña y oportuna que tener que gastar mucho más después por querer disminuir costos.



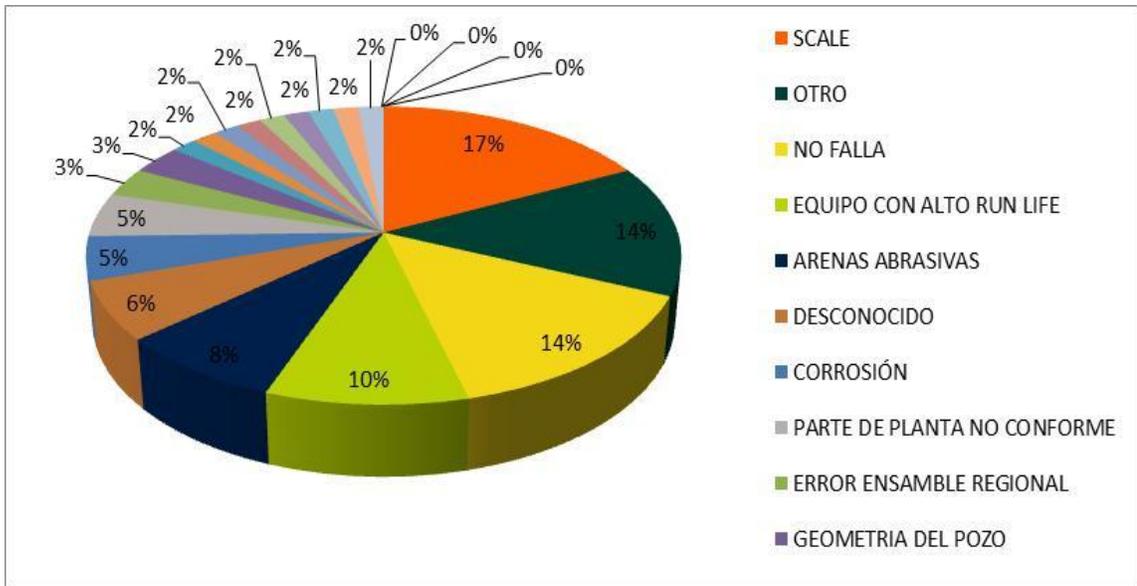
Figura 8. Válvula del Cabezal Dañada. **Figura 9.** Parte Inferior del Cabezal Rota.



Figura 10. Cabezal Corroído.



Figura 11. Excavación de 20 m para Recuperar el Pozo



Gráfica 14. Distribución Porcentual de las Causas de Falla.

Con las gráficas anteriores se puede ver que la principal causa de falla en los últimos tres años ha sido el scale y las arenas abrasivas que hacen que los equipos se taponen y se desgasten con mayor facilidad, para lo cual Ecopetrol debería implementar en los pozos con problemas de scale, el tratamiento químico de inyección directamente en la cara de la formación a través del cable con capilar y en cuanto a las arenas abrasivas deberían ver la forma de bajar equipos con bujes de carburo de tungsteno y estabilizados cada ft, además tubería resistentes a la abrasión(Tenaris Blue 1% Cromo).

4. TIEMPO MEDIO ANTES DE LA FALLA (MTBF)

Medida estadística para determinar el tiempo esperado de operación de un equipo (Run Life).

$$MTBF = \left(\frac{\text{Tiempo de operación acumulado de los N equipos}}{\text{Numero total acumulado de fallas}} \right)$$

Aplicaciones

- ✓ Detectar cambios en la confiabilidad de los equipos.
- ✓ Estimar el número de fallas esperado para un periodo determinado.
- ✓ Calcular los ahorros estimados por mejoramiento de Run Life.
- ✓ Evaluar el comportamiento de equipos nuevos o equipos con diseño modificado.
- ✓ Comparar equipos de distintos fabricantes.

En este capítulo se analizarán los indicadores de MTBF para las diferentes clases de falla a la fecha.

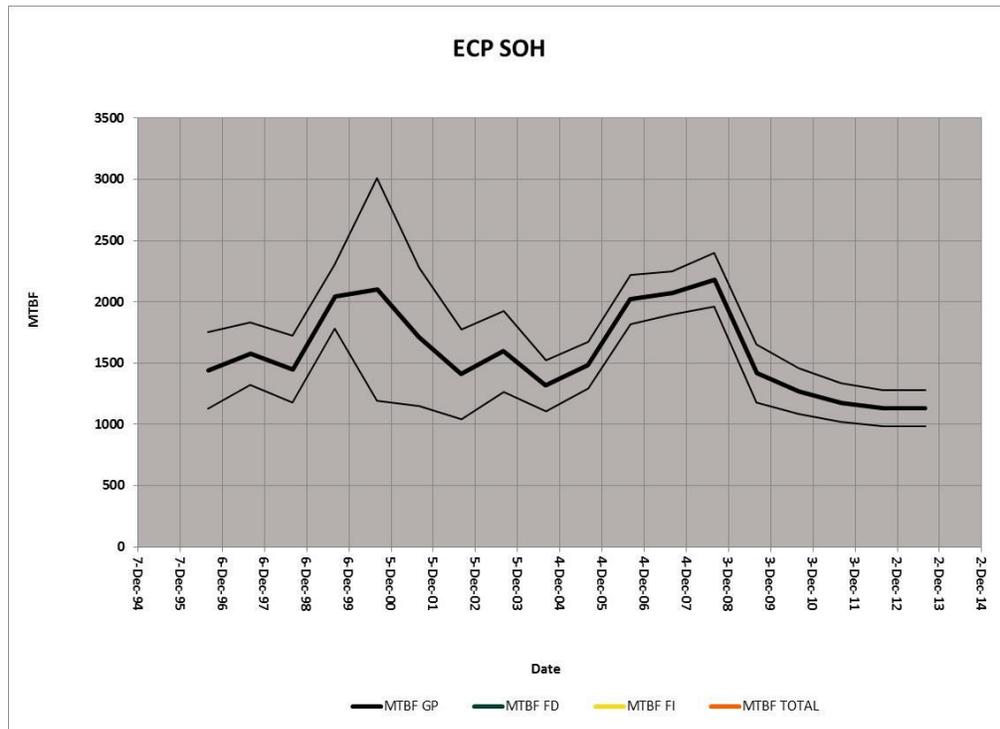
4.1 MTBF para Green Pulling

En las gráficas siguientes con una confiabilidad del 95%, la probabilidad de que el tiempo medio entre fallas para Green Pulling al final del año 2012 será 1114 días es de 38% para toda la SOH. En el mejor de los casos alcanzaría 1260 días o en el peor de los casos sería 967 días.

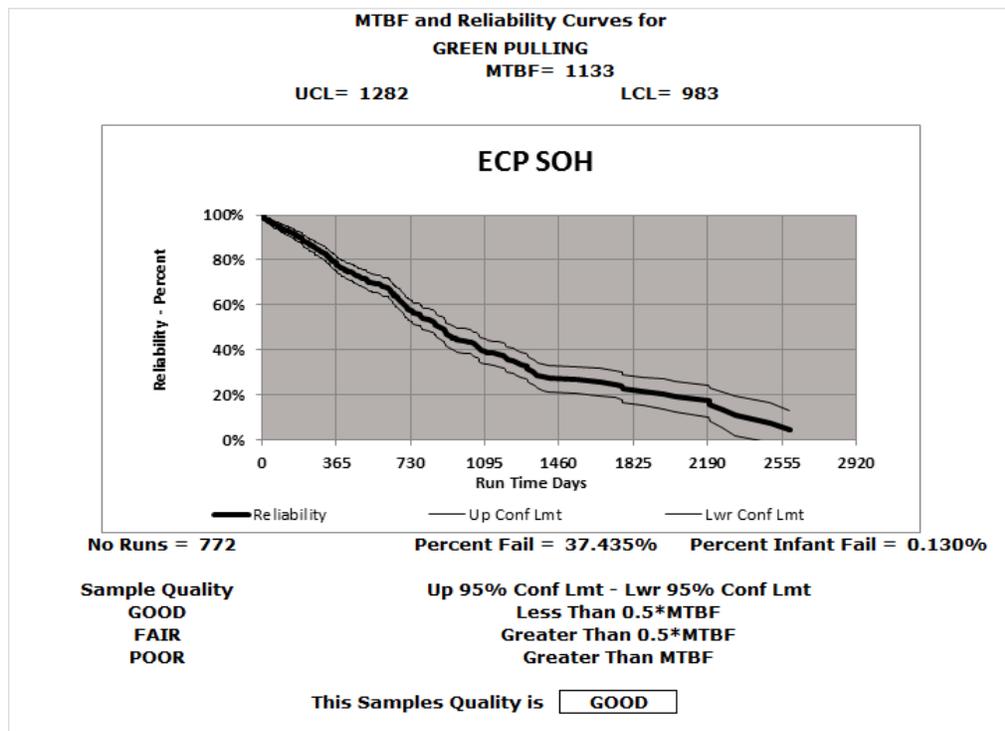
Con este análisis se puede ver que cada vez que se hacen servicios los equipos BES no son los que fallan, por el contrario son las condiciones de los pozos las que obligan a sacar los equipos antes de que estos cumplan con el tiempo de vida para el cual fueron diseñados, por tal razón es tan importante tener controladas las condiciones críticas de los pozos.

Workshop Data			
Date	MTBF	Upper 95%	Lower 95%
6-Aug-1996	1438,41	1751,47	1125,34
6-Aug-1997	1578,23	1830,94	1325,53
6-Aug-1998	1451,01	1723,16	1178,86
6-Aug-1999	2044,52	2309,97	1779,08
5-Aug-2000	2102,08	3011,78	1192,39
5-Aug-2001	1711,26	2274,40	1148,12
5-Aug-2002	1409,41	1774,56	1044,27
5-Aug-2003	1595,69	1928,25	1263,12
4-Aug-2004	1316,24	1525,71	1106,77
4-Aug-2005	1481,91	1672,08	1291,74
4-Aug-2006	2024,26	2224,09	1824,43
4-Aug-2007	2072,01	2246,15	1897,88
3-Aug-2008	2078,71	2288,97	1868,45
3-Aug-2009	1377,83	1607,24	1148,42
3-Aug-2010	1244,03	1427,65	1060,41
3-Aug-2011	1155,85	1311,09	1000,61
2-Aug-2012	1113,62	1259,92	967,32

Tabla 9. Calculo de MTBF para Green Pulling Anual De La SOH.



Gráfica 15. Comportamiento del MTBF para Green Pulling.



Gráfica 16. Probabilidad del MTBF Green Pulling con una confiabilidad del 95%.

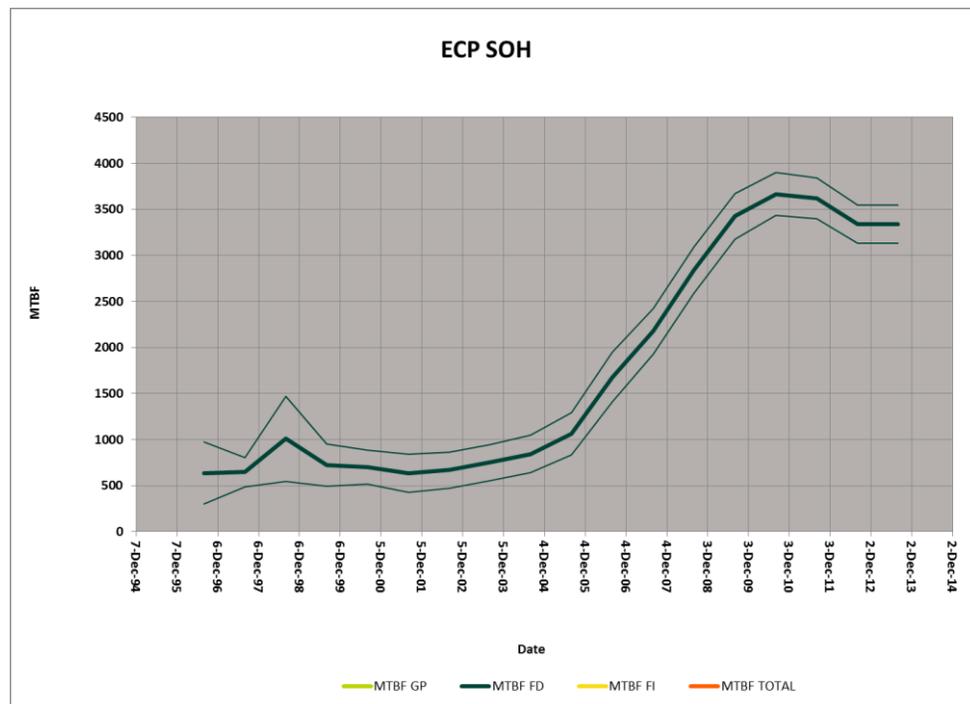
4.2 MTBF para Falla Directa

En las gráficas siguientes con una confiabilidad del 95%, la probabilidad del MTBF para Falla Directa al final del año 2012 será de 3340 días es de 19% para toda la SOH. En el mejor de los casos alcanzaría 3547 días o en el peor de los casos sería 3132 días.

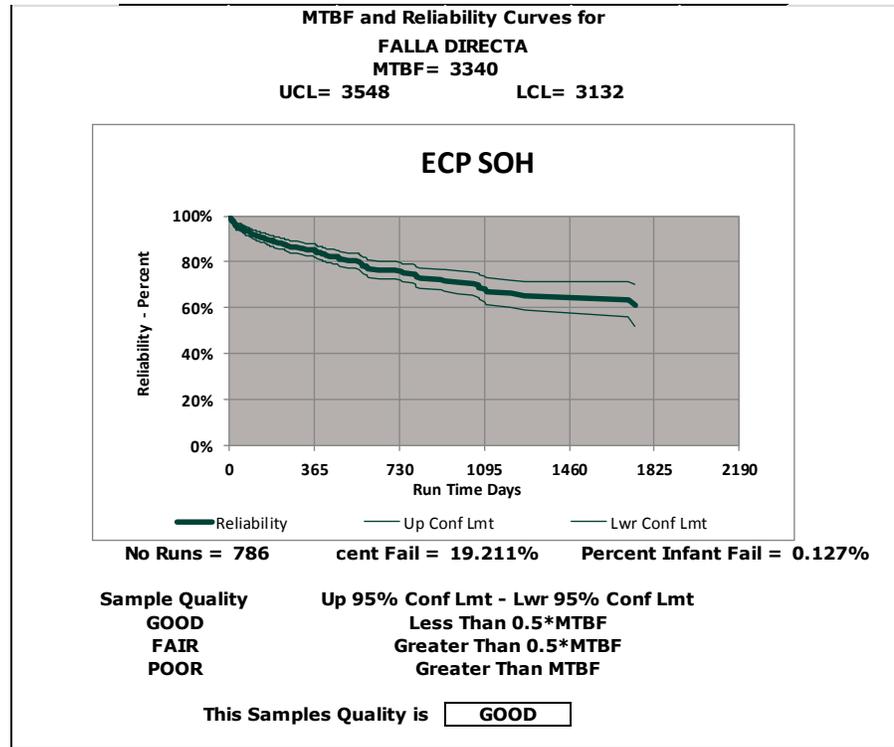
Con esto se logra corroborar que las fallas directas con el equipo han disminuido mucho y que el tiempo de vida de los equipos se ha ampliado gracias al buen diseño correctivo que se ha hecho teniendo en cuenta las fallas anteriores.

Workshop Data			
Date	MTBF	Upper 95%	Lower 95%
6-Aug-1996	637,26	976,24	298,29
6-Aug-1997	645,52	801,73	489,31
6-Aug-1998	1009,05	1471,81	546,29
6-Aug-1999	720,68	948,32	493,04
5-Aug-2000	701,61	885,78	517,45
5-Aug-2001	632,81	837,65	427,97
5-Aug-2002	669,36	864,13	474,59
5-Aug-2003	750,09	946,93	553,25
4-Aug-2004	843,99	1045,28	642,70
4-Aug-2005	1060,08	1290,07	830,09
4-Aug-2006	1679,05	1945,89	1412,21
4-Aug-2007	2177,61	2425,14	1930,07
3-Aug-2008	2844,71	3096,09	2593,34
3-Aug-2009	3424,03	3672,69	3175,37
3-Aug-2010	3666,64	3898,06	3435,23
3-Aug-2011	3618,79	3837,99	3399,59
2-Aug-2012	3340,04	3547,84	3132,24

Tabla 10. Cálculo de MTBF Anual para Falla Directa De La SOH.



Gráfica 17. Comportamiento del MTBF para Falla Directa.



Gráfica 18. Probabilidad del MTBF Falla Directa con una confiabilidad del 95%.

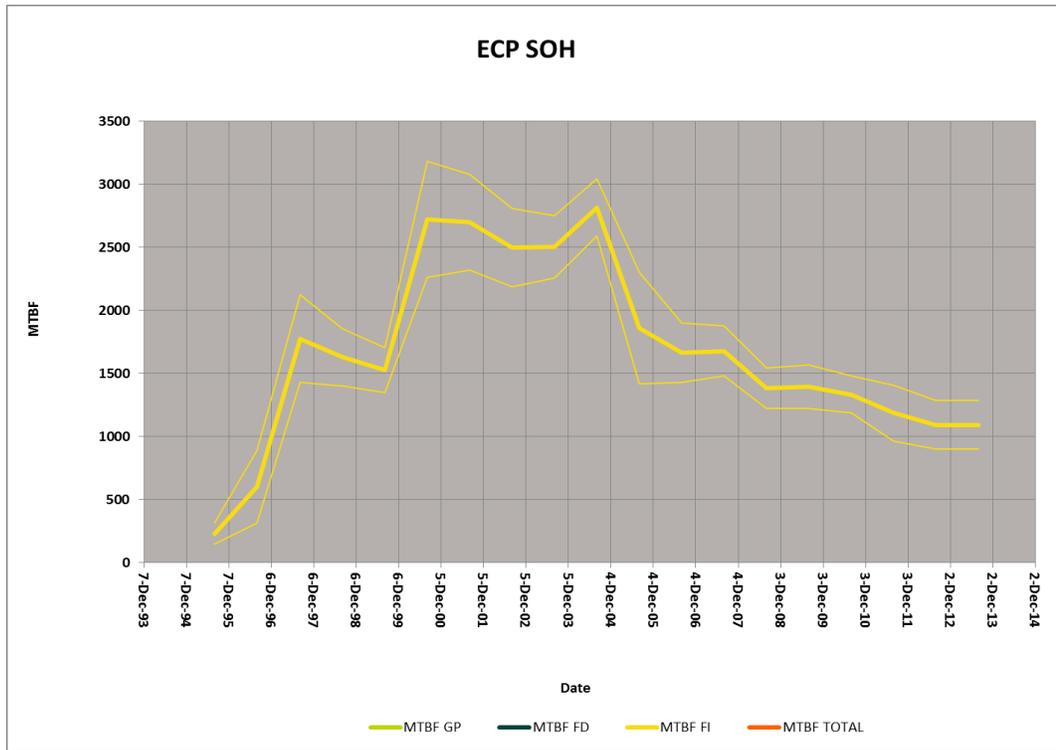
4.3 MTBF para Falla Indirecta

En las gráficas siguientes con una confiabilidad del 95%, la probabilidad del MTBF para Falla Indirecta al final del año 2012 será de 1093 días es de 42.6% para toda la SOH. En el mejor de los casos alcanzaría 1284 días o en el peor de los casos sería 903 días.

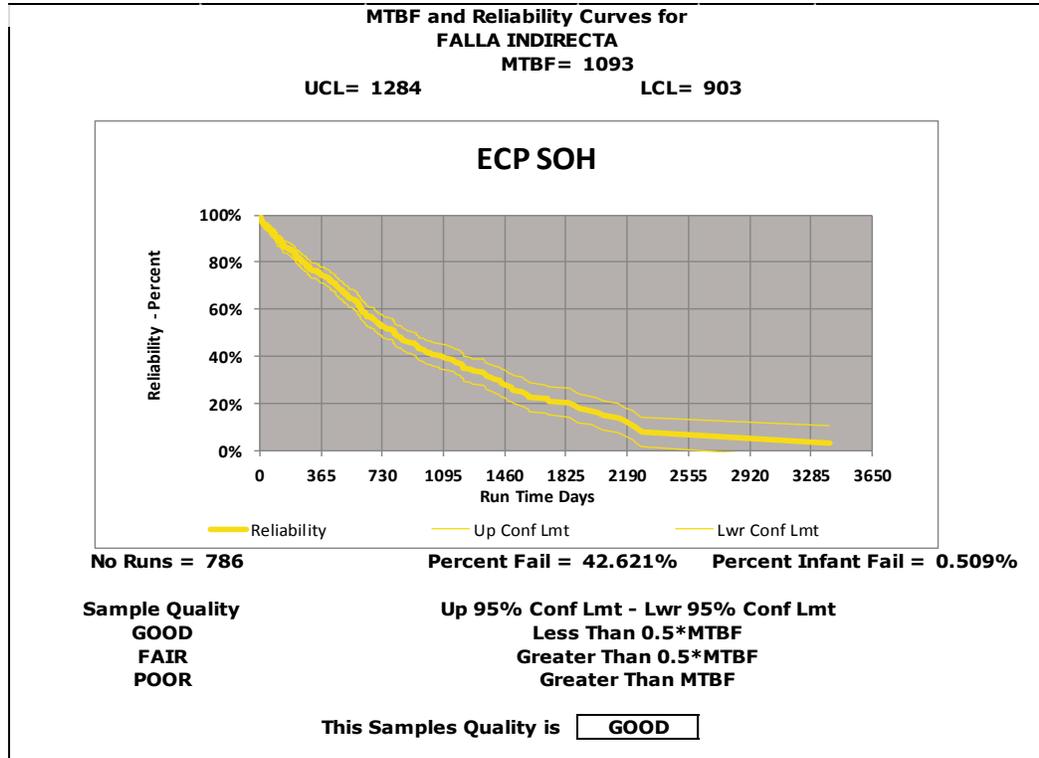
En este análisis se logra evidenciar que debido a que falta una campaña más agresiva en el control de las causas de fallas principales de los pozos como corrosión, arenas abrasivas y scale, el tiempo entre fallas indirectas ha disminuido desde que se aumentaron los pozos por eso la importancia de mejorar las condiciones críticas de los pozos.

Date	MTBF	Upper 95% Conf Limit	Lower 95% Conf Limit
7-Aug-1995	231.50	313.50	149.50
6-Aug-1996	601.92	886.99	316.84
6-Aug-1997	1776.55	2123.08	1430.01
6-Aug-1998	1629.25	1855.52	1402.97
6-Aug-1999	1528.06	1703.91	1352.20
5-Aug-2000	2724.67	3184.61	2264.72
5-Aug-2001	2699.23	3079.60	2318.86
5-Aug-2002	2498.17	2808.30	2188.05
5-Aug-2003	2504.83	2751.36	2258.30
4-Aug-2004	2816.80	3043.02	2590.58
4-Aug-2005	1861.22	2303.86	1418.57
4-Aug-2006	1665.12	1899.78	1430.45
4-Aug-2007	1678.09	1875.94	1480.23
3-Aug-2008	1383.89	1546.36	1221.43
3-Aug-2009	1396.61	1567.73	1225.48
3-Aug-2010	1333.38	1480.92	1185.83
3-Aug-2011	1186.33	1407.10	965.55
2-Aug-2012	1093.17	1283.79	902.56

Tabla 11. Cálculo de MTBF Anual para Falla Indirecta De La SOH.



Gráfica 19. Comportamiento del MTBF para Falla Indirecta.



Gráfica 20. Probabilidad del MTBF Falla Indirecta con una confiabilidad del 95%.

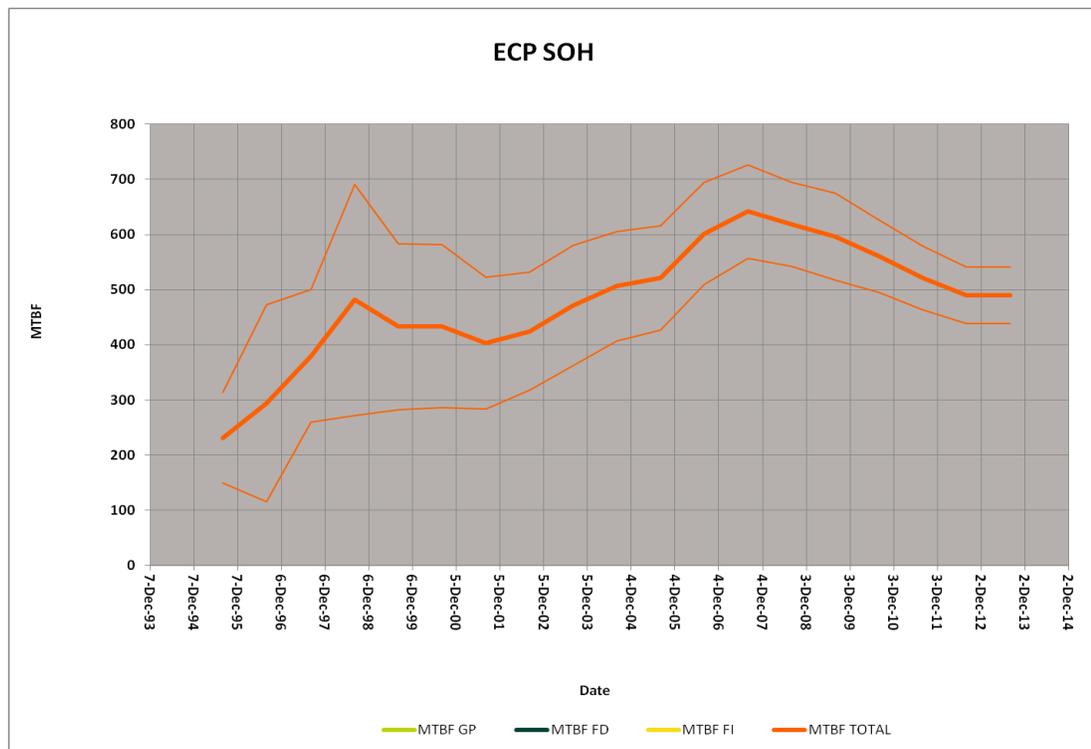
4.4 MTBF Total de Servicios

En las gráficas siguientes con una confiabilidad del 95%, la probabilidad de que el tiempo medio entre fallas de servicios al final del año 2012 será de 489 días es de 100% para toda la SOH. En el mejor de los casos alcanzaría 541 días o en el peor de los casos sería 438 días.

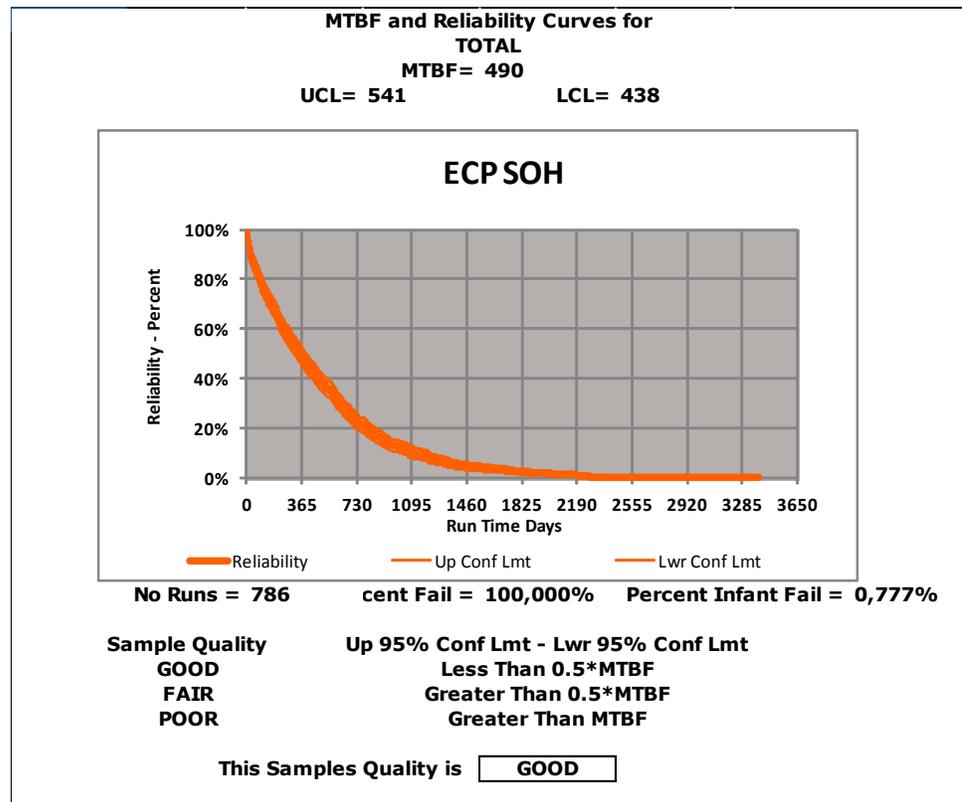
De acuerdo al análisis se observa que el tiempo entre fallas totales (Directas, Indirectas y Green Pulling) ha sido bueno con respecto al número de pozos con BES que actualmente operan en la SOH, pero aún se puede mejorar si se atacan los principales factores que causan las fallas.

Workshop Data			
Date	MTBF	Upper 95%	Lower 95%
7-Aug-1995	231,50	313,50	149,50
6-Aug-1996	293,58	472,07	115,09
6-Aug-1997	380,05	500,04	260,05
6-Aug-1998	481,46	690,80	272,12
6-Aug-1999	432,75	582,78	282,72
5-Aug-2000	433,82	581,23	286,41
5-Aug-2001	402,58	522,02	283,14
5-Aug-2002	424,17	531,31	317,02
5-Aug-2003	470,94	580,04	361,85
4-Aug-2004	506,45	605,27	407,62
4-Aug-2005	521,31	615,65	426,98
4-Aug-2006	601,71	694,14	509,28
4-Aug-2007	641,73	726,60	556,86
3-Aug-2008	619,00	695,07	542,93
3-Aug-2009	596,06	674,88	517,23
3-Aug-2010	560,92	626,60	495,23
3-Aug-2011	521,44	579,49	463,40
2-Aug-2012	489,75	541,28	438,21

Tabla 12. Cálculo de MTBF Total de Servicios De La SOH.



Gráfica 21. Comportamiento del MTBF para todos los Servicios.



Gráfica 22. Probabilidad del MTBF de Servicios con una confiabilidad del 95%.

Del análisis anterior se logró concluir que para todos los campos actuales que tiene la SOH contando los nuevos, el MTBF Total de Servicios es bueno teniendo en cuenta la cantidad de pozos y el número de corridas o intervenciones (786) a la fecha. De acuerdo lo analizado anteriormente, se debería mejorar en cuanto a los tratamientos que se le realizan a los pozos con los principales problemas de causas de fallas indirectas, y revisar aquellos campos donde los niveles de falla son muy altos como por ejemplo en el campo Yaguará que sufre problemas serios de scale y corrosión por H₂S se deberían mejorar los tratamientos químicos de inhibición de incrustaciones y de corrosión.

Este programa macro es muy útil porque gracias a las opciones que tiene se pueden medir estos indicadores más en detalle por ejemplo:

- Por Campo.
- Por Zona.
- Por Empresa Proveedor de Equipos BES.
- Por Coordinación.
- Entre periodos de tiempo deseados.

CONCLUSIONES

- ◆ Gracias a esta pasantía se logró alcanzar un alto grado de conocimiento en el manejo de los pozos con bombeo electrosumergible, además, que se conocieron los equipos reales directamente en el pozo debido a las oportunidades presentadas para asistir a los servicios y se logró comprender el procedimiento que sigue Ecopetrol para intervenir los pozos, además, no solo se aprendió de bombeo electrosumergible sino también de otros temas como subsuelo, diseño de equipos, monitoreo de los pozos, manejo de software, instalación de equipo de superficie entre otros.
- ◆ La pasantía supervisada le permite al estudiante relacionarse con todos los temas que se manejan en el campo petrolero, además de estar adquiriendo una experiencia laboral, se está mejorando personalmente porque se conocen nuevos entornos de socialización que lo ayudan a crecer integralmente. También es muy importante la parte de seguridad personal ya que se aprende la visión del auto cuidado y siempre se le está capacitando en temas de salvamento y seguridad tanto ambiental como personal.
- ◆ La principal causa de intervención a pozos productores con bombeo electrosumergible en la superintendencia de operaciones Huila –Tolima ha sido por problemas de depositación de carbonatos (Scale) con un 17%, el campo Yaguará es quizás uno de los más representativos con este tipo de problema, la mayoría de sus pozos presentan fallas por atascamiento de la bomba por Scale. Otra causa de falla importante son las arenas erosivas con un 8%; las cuales desgastan rápidamente los componentes rotativos de los equipos y disminuyen su eficiencia considerablemente, además que van desgastando la tubería de producción hasta el punto de ruptura. La corrosión en general es otra causa de falla importante que se debe atacar porque ocupa el tercer puesto de las principales causas de falla de las bombas electrosumergibles, ya que corroe el housing de los equipos que tienen que estar aislados como el motor llevándolo a un corto circuito por entrar en contacto con fluidos del pozo y causando una falla eléctrica que puede afectar a pozos vecinos.
- ◆ Actualmente los componentes que mas fallan son las bombas y los motores, pero es debido a que otros factores como arena, scale, chatarra del pozo, hacen que las bombas se taponen y generen una alta carga sobre el motor que al no poder mover la bomba se frena o parte el eje, en algunos

casos genera un desbalance eléctrico que puede causar aterrizamiento del motor.

- ◆ Otra falla no muy frecuente pero importante, son las fallas eléctricas del cable de poder, que son ocasionadas en algunos casos, en pozos donde se presenta alto grado de dog leg haciendo que la sarta quede recostada a la pared del pozo, generando arrastre y por consiguiente daño en el cable; este cable de poder es muy delicado, porque el aislamiento (EPDM) se puede ver afectado en una disminución de su espesor lo cual ocasiona que la protección eléctrica disminuya y se puede generar una fuga de electricidad ocasionando un corto circuito. En algunos casos estas fallas también se presentan en los empalmes cable a cable, ya que estos procedimientos no se deben hacer en condiciones de humedad y algunas veces se realizan con lluvia, por esta razón se debe contar con personal calificado y se deben tomar todas las medidas de seguridad en la operación.

- ◆ Un problema de baja incidencia pero con graves consecuencia es el hurto de cable de superficie que se está presentando en algunos pozos de Tello, donde personas inescrupulosas van y cortan el cable de poder que va del variador al cabezal del pozo sin tener en cuenta el grave riesgo al que se exponen ya que estos cables están energizados con un voltaje alrededor de los 5000 Voltios y podrían quedar electrocutados ocasionando problemas graves tanto para la empresa como para la familia del afectado.

- ◆ En cuanto a la frecuencia de fallas se logro verificar con el historial que las fallas en lo que va corrido del año son menores a los años anteriores lo cual representa que la instalación y el mantenimiento de los equipos se han estado mejorando incluyendo nuevas tecnologías y aplicando mejores diseños. Además se ha mejorado el trabajo del equipo de subsuelo, ya que las fallas indirectas bajó, pero aún siguen siendo las principales fallas.

- ◆ El análisis del tipo de falla más frecuente en los últimos tres años de los equipos electrosumergibles determinó, que la falla indirecta ocupa el 40% de todos los servicios y la falla directa ocupa el 15% de todos los servicios, lo cual ratifica que se deben mejorar las condiciones físicas y químicas de los pozos para acabar con los problemas frecuentes de scale y arenas.

RECOMENDACIONES

- ◆ Es muy importante para las nuevas generaciones de pasantes que pongan todo el empeño en aprender de su jefe inmediato y que si van a campo le saquen todo el provecho preguntando, prestando mucha atención a los procedimientos y que demuestren que quieren salir adelante como persona íntegra porque siempre habrá personas que quieren ayudarlo solo hay que salir a demostrar que los estudiantes de la universidad Surcolombiana están bien preparados.
- ◆ Como la falla principal son las depositaciones de carbonatos, se deberían estudiar las causas de las precipitaciones para implementar unos programas agresivos de tratamiento químico con inhibidores de incrustaciones directamente en la cara del pozo, además se deberían realizar en aquellos pozos con problemas de corrosión, un estudio físico – químico de los fluidos del pozo para determinar el mejor método de mitigar la corrosión, para la corrosión y erosión en tubería debería implementarse tubería especial como Tenaris blue 1% de cromo.
- ◆ Para minimizar el impacto de las arenas erosivas se pueden implementar equipos con bujes de carburo de tungsteno en bombas estabilizadas cada pie (ft) para disminuir el desgaste prematuro de las partes en movimiento de la bomba. También se debería implementar la limpieza de pozo para todos, ya que en algunas ocasiones no se le hace limpieza al pozo durante del servicio lo que ocasiona que todo el material depositado en el fondo del pozo ingrese a la bomba y ocasione fallas prematuras.
- ◆ En cuanto a fallas en el cable por arrastre en pozos con alto dog leg, se deberían implementar protectores de cable principalmente en la zona de la sarta donde se presenta el problema, pero en el mejor de los casos en toda la sarta, esto evitaría daños en el cable durante la instalación. También tratar de contar con el equipo adecuado de protección de humedad al momento de realizar empalmes cable a cable.
- ◆ Para finalizar, la mejor recomendación sería seguir actualizando continuamente el historial de fallas como se ha logrado hasta el momento, porque permitió analizar muy bien las características de las fallas y tomar las mejores decisiones para cada caso.

BIBLIOGRAFÍA

1. Brown, K. E.: Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2b, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma (1980).
2. Presentación Borets Weatherford. ESP Workshop. 2010. Documento Técnico exclusivo de Borets.
3. Manual BES Baker Hughes. Capítulo 1. Documento Técnico exclusivo de Baker Hughes.
4. Electric Submersible Pumps For The Petroleum Industry. Wood Group.
5. Diseño, Selección y Optimización Del Sistema De Bombeo Electrosumergible (ESP). Ing. Marcelo Hirschfeldt.
<http://www.petrogroupcompany.com/infoCurso.php?idCurso=6>
6. Portal Corporativo de Ecopetrol. <http://iris/portal/default.aspx>
7. Brown, K. E.: The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma (1977).
8. Plan de explotación Neiva. Documento Técnico de Ecopetrol.
9. Distribución ALS Potencial. Documento Técnico de Ecopetrol.
10. Potencial Operativo San Francisco. Documento Técnico de Ecopetrol.
11. Potencial Operativo Yaguará. Documento Técnico de Ecopetrol.
12. Potencial Operativo Huila. Documento Técnico de Ecopetrol.
13. Informe De Producción Diario. Documento Técnico de Ecopetrol.
14. Paper “El Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF como Medida del Tiempo Esperado de Operación de los Sistemas de Levantamiento”. Rafael Lastra, Armando Rueda 1997.

A N E X O S

A continuación un ejemplo de los reportes de desensamble con las principales fallas encontradas en la SOH.

A N E X O A EVIDENCIAS DE LAS PRINCIPALES FALLAS

SCALE

Pozo: Tenay 5

Corrida: 3

Fecha de Arranque: 12-May-11

Fecha de parada: 26-Sep-11

Días de Operación: 137

Razón General de Pulling: Sin / Baja Producción

Razón Específica del Pulling: Bombas con incrustaciones

Condiciones de Operación

GRAVEDAD API	36
BSW (%)	27.83
GOR (SCF/STB)	1200
Pb	3103
N2 (%)	0
H2S (%)	0
CO2 (%)	59.18
PERFORACIONES (FT)	11835
Ps (PSI)	2200

P.I. (BPD/PSI)	0.582
PROMEDIO CAUDAL MES (BPD)	539
BHT (°F)	190
THP (PSI)	130
Velocidad del Fluido (FT/S)	0.793
PROFUNDIDAD BOMBA (FT)	11241
PIP (PSI)	908
FRECUENCIA (HZ)	47
DESVIACIÓN (°)	15.1

Análisis de la Falla

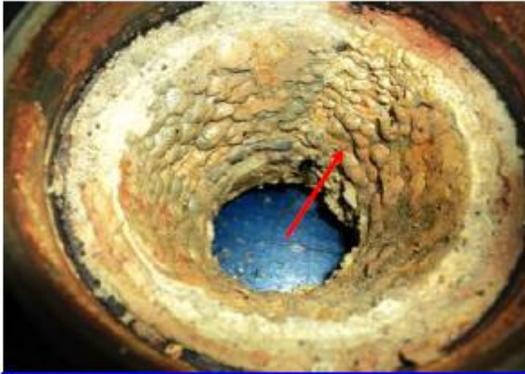
El equipo de fondo fué sacado debido a que se presentó baja producción. La pérdida de producción fué ocasionada por la obstrucción de las trayectorias de flujo de cabezales, impulsores y difusores de todos los cuerpos de bombas. Las trayectorias de flujo de las etapas fueron obstruidas por la acumulación de un sólido incrustante que no presentó reacción de efervescencia al HCl. Este sólido incrustante se acumuló en las trayectorias de flujo de las etapas de las bombas debido a condiciones del pozo (tendencia incrustante).

El tubo capilar presentó grietas y fisuras en diferentes puntos, síntomas típicos de "Stress Corrosión Cracking" por someterse a la acción simultánea de un ambiente corrosivo (alta presencia de cloruros en el ácido inyectado) y de tensiones mecánicas. Como el tubo capilar presentó fugas por las grietas originadas, se pudo haber afectado la efectividad del tratamiento químico ácido inyectado para mitigar la formación de incrustaciones en el equipo.

Recomendación

Se recomienda re-evaluar el tratamiento químico al fondo del pozo, con el fin de controlar la formación de las incrustaciones sin afectar la integridad del tubo capilar de acero inoxidable.

BOMBA SUPERIOR



Cabezal con incrustaciones de scale adheridas a paredes



Difusores con scale incrustante sobre superficies y trayectorias

BOMBA CENTRAL



Todas las etapas con incrustaciones de capas de scale



Aceite contaminado en cámaras superior y central



Descarga con incrustaciones de scale internamente



Tubo capilar del cable de potencia con fisuras de adentro hacia afuera por "Stress Corrosion Cracking"

Figura 12-17. Equipo Con Scale.

Este pozo es una muestra muy importante de los efectos negativos que puede causar el scale en los equipos electrosumergibles disminuyendo la vida útil de los mismos como en este caso que el equipo solo trabajo 137 días. Por tal razón siempre se debe asegurar el tratamiento químico para evitar dichos problemas.

ARENAS ABRASIVAS

Pozo: Tello 5

Corrida: 2

Fecha de Arranque: 11-Feb-05

Fecha de parada: 25-Apr-10

Días de Operación: 1899

Razón General de Pulling: Sin / Baja producción

Razón Específica del Pulling: Orificio en housing de bomba inferior

Condiciones de Operación

GRAVEDAD API	20.4
BSW (%)	91.5
GOR (SCF/STB)	772
P _b	884
N ₂ (%)	0.594
H ₂ S (%)	0
CO ₂ (%)	56.07
PERFORACIONES (FT)	7457
P _s (PSI)	1036

P.I. (BPD/PSI)	2.38
PROMEDIO CAUDAL MES (BPD)	1350
BHT (°F)	180
THP (PSI)	110
Velocidad del Fluido (FT/S)	7.268
PROFUNDIDAD BOMBA (FT)	7261
PIP (PSI)	372
FRECUENCIA (HZ)	65
DESVIACIÓN (°)	0

Análisis de la Falla

El equipo de fondo se sacó por pérdida de producción. Se halló un orificio con tamaño aproximado de 1" de diámetro en el housing de la bomba inferior, ubicado cercano al centro de la bomba. Debido al orificio encontrado, las etapas de esta bomba no se pudieron extraer del housing. Se pudo observar que el difusor a esa altura, también presentó un orificio. Por las características macroscópicas del orificio, se podría inferir que este se creó por acción erosiva severa al interior de las etapas. En la bomba superior y en la cámara superior del sello se hallaron una mezcla de sólidos finos, arena de formación y orgánicos en cantidad moderada. Las etapas de la bomba superior se hallaron con desgastes erosivos severos, y los hubs de algunos impulsores se hallaron desprendidos.

Al generarse los orificios observados en el difusor y en el housing de la bomba inferior, se creó una recirculación de fluido en este punto que ocasionó una disminución en el caudal recibido por la bomba superior, por lo tanto menor flujo en la descarga. Los sólidos en el fluido viajaban a alta velocidad al interior de las bombas causando una acción erosiva en las etapas, que a su vez con el tiempo de operación de 1899 días y la alta frecuencia (65 Hz), se fue incrementando la severidad de los desgastes, hasta romper las paredes de algunos difusores y el housing. Los motores presentaron contaminación del aceite a través de los sellos

por el largo tiempo de vida, por esa razón se encontraban con un aislamiento de fases a tierra más bajo de lo normal.

Recomendación

Se recomienda aplicar algún tratamiento, dispositivo o limpieza al fondo del pozo, con el fin de controlar la presencia de los sólidos encontrados.

BOMBA SUPERIOR



Cuellos en el eje en zonas de estabilización. Desgastes erosivos en zona de hubs de impulsores



Se hallaron algunos hubs desprendidos de los impulsores debido a desgastes erosivos severos

BOMBA INFERIOR

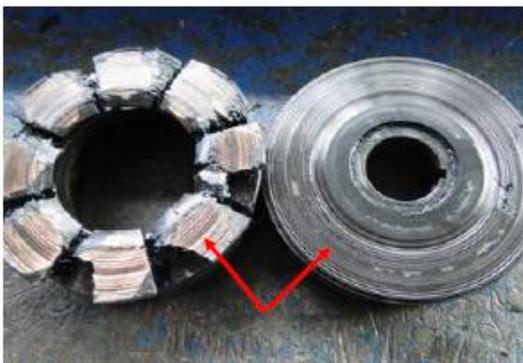


Housing con orificio por desgastes erosivos severos

SEPARADOR DE GAS



Orificios de admisión deformados por erosión



Desgastes severos en conjunto de soporte axial descendente



Se hallaron desgastes erosivos e impactos en álabes de difusores

Figura 18-23. Equipo Erosionado.

CORROSION

Pozo: Tello 15

Corrida: 2

Fecha de Arranque: 16-Feb-07

Fecha de parada: 19-Feb-09

Días de Operación: 734

Razón General de Pulling: Instalación a tierra

Razón Específica del Pulling: Motor Superior Aterrizado

Análisis de la Falla

Equipo BES presenta falla eléctrica en el motor superior por la invasión de fluidos corrosivos al interior del motor a través de los orificios que causó la severa corrosión generada en la superficie externa del estator que provocó socavones de más de 4mm de profundidad y en algunas zonas (cabezal del motor) la perforación del material, principalmente por la acción de la corrosión del tipo por CO_2 de acuerdo a la morfología de la formación de picaduras (pitting) y a la forma semejante a la de una mesa del material que resalta sobre la superficie de forma longitudinal u oblicua.

Recomendación

Se recomienda realizar un análisis físico-químico del fluido para determinar el grado de acidez y corrosividad del mismo, con el fin de establecer una configuración ferrítica en el material de alojamiento con alto porcentaje de cromo. Adicionalmente se podría contrarrestar el ataque químico con inyección de inhibidores de corrosión.





Formación de socavones o pocitos severos en el estator



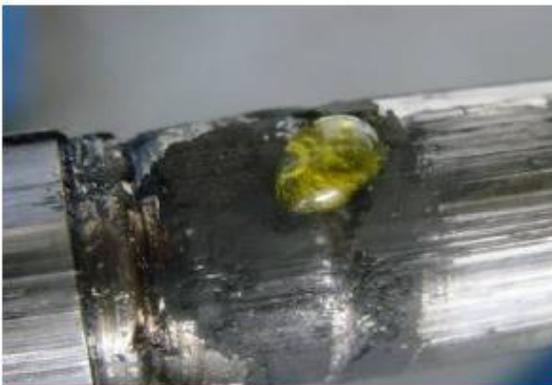
Alto grado de pérdida del espesor llegando a perforación



Sólidos adheridos a las paredes externas del housing



Prueba de hermeticidad a la superficie corroída del estator



Eje con depositación de sólidos con reacción leve al HCL



Base internamente con capas de sólidos incrustados

Figura 24-31. Equipo Con Corrosión.

En este ejemplo tenemos los efectos severos que puede causar la corrosión si no se trata adecuadamente, se puede observar que gran parte del estator del motor esta corroída debido a la acción del CO_2 , por tal razón es muy importante tener en cuenta las características del fluido del pozo para elegir la mejor forma de contrarrestar estos problemas.

ANEXO B

PROCEDIMIENTO PARA EL MANEJO DEL PROGRAMA MACRO “KPIs ECP SOH”

Después de abrir el archivo por favor vaya a la hoja “instrucciones” y léala. Allí se le enseñará la forma de verificar si su computador está configurado adecuadamente.

Luego de que ya haya verificado su configuración regional ya puede empezar a utilizar el programa de la siguiente manera:

MARCA =	
COORD.	

AREA =	ECP SOH
CAMPO =	

FECHA INICIO	MES FIN=	DICIEMBRE
01-ene-00	AÑO FIN=	2012

CALCULO KPIs MENSUALES

CLEAR

Escoja la manera de hacer su cálculo dependiendo de lo que desee, puede hacerlo por las siguientes opciones:

- ✓ Calculo solo por Marca
- ✓ Calculo solo por Coordinación
- ✓ Calculo solo por Área
- ✓ Calculo por Campo.

Después de que haya escogido su tipo de cálculo vaya a la casilla de fecha y seleccione el rango de fecha en la cual quiere hacer el cálculo. Por último de clic en el botón “Calculo KPIs Mensuales”.

Nota: este sencillo procedimiento se aplica tanto para la hoja “KPIs MENSUAL”, “KPIs ANUAL”, “KPIs ACUMULADO”, “Resumen”.

Luego de que la macro arroje los resultados baje al final de la hoja y actualice la tabla dinámica para ver los resultados reales en la grafica correspondiente. La tabla dinámica se actualiza parándose sobre una de sus celdas, clic derecho, opción actualizar.

Nota: si no se actualizan las tablas dinámicas no se reflejaran los datos actuales en la graficas.

Para el cálculo del MTBF primero debe hacer un filtrado de los datos de la siguiente manera:

En la parte superior de la hoja “MTBF Curve Input”, podrá hacer el filtrado aplicando el mismo procedimiento anterior.

Filtro de Datos					
MARCA		AREA =	ECP SOH	FECHA INICIO	FECHA FIN
COORD.		CAMPO =		1-ene-90	31-dic-12

Filtrar Datos

Limpiar Datos Filtrados

Si desea cambiar el salto de tiempo de cálculo del MTBF lo puede hacer en las casillas:

Database Updated	30/12/2012
Analysis Date	365

De lo contrario el programa lo hará anualmente.

Después que ya haya filtrado los datos podrá escoger el tipo de MTBF a calcular en las siguientes opciones.

MTBF Green Pulling	Limpiar Datos Calculados	MTBF Falla Indirecta
MTBF Falla Directa		MTBF Total

El programa arrojará la tabla de resultados a la derecha de la hoja pero lo llevará de inmediato a la grafica, así que si desea ver los datos tendrá que regresarse a la hoja “MTBF Curve Input”.

Si desea ver las gráficas de probabilidad con una confiabilidad del 95 % podrá hacerlo en la hoja “Life Table Input”, donde lo único que tiene que hacer es darle clic en el botón que requiera. Recuerde que GP: Green Pulling, FD: Falla Directa, FI: Falla indirecta, T: total de servicios.

Life Table GP	Life Table FD	Life Table FI	Life Table T
---------------	---------------	---------------	--------------

La tabla de resultados estará disponible en la hoja “Life Table”.

ANEXO C

EJEMPLO DE CÁLCULO DEL MTBF

Para la realización del cálculo del MTBF se aplica la técnica propuesta por Lastra y Rueda, la cual utiliza las siguientes funciones:

$$R(t_i | t_{i-1}) \begin{cases} \frac{N+1-i}{N+2-i} & \text{para falla en } t_i & (1) \text{ Para falla} \\ 1 & \text{para dato censurado en } t_i & (2) \text{ Para no falla} \end{cases}$$

Donde

N: Número total acumulado de fallas.

i= Número ordenado de la falla.

ti= Run life de la corrida.

Dependiendo del tipo de censura que tenga la corrida se aplica la función. Si la corrida no es falla se coloca como resultado de la función = 1 pero si fue falla se aplica la función normal.

Luego se aplica la siguiente función:

$$R(t_i) = R(t_i | t_{i-1}) R(t_{i-1})$$

Y para finalizar se aplica la siguiente función.

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t) dt \approx \sum_{i=1}^N R(t_{i-1})(t_i - t_{i-1})$$

A continuación el ejemplo que se aplica en el paper de Lastra y Rueda 1997.

Pozo	Tiempo de operación	Estado	Razón de la falla
VEN-32	120	0	Equipo retirado para rediseño
COL-82	252	1	Falla de motor - Rodamientos
ECU-66	125	0	Equipo instalado temporalmente. Pozo convertido a inyector.
PER-47	1457	1	Falla de Bomba. Baja eficiencia
ESP-66	90	1	Falla de Bomba - Eje roto
RED-84	1213	0	Equipo retirado por trabajos de re-acondicionamiento del pozo.
CEN-87	837	1	Falla de Bomba - Eje roto.
BAK-54	133	0	Temporalmente apagado por limitaciones de producción.
YEM-17	512	1	Falla de motor - Estator quemado.
URS-54	657	1	Falla de bomba - Eje atascado.
COL-05	753	0	Operando
VEN-01	818	0	Operando
PER-08	315	0	Operando
ECU-32	123	0	Operando
BAK-04	1333	0	Operando

i	ti	Status	R(ti ti-1)	R(ti)	R(ti)*dt
0	0			1.00000	
1	90	1	0.93750	0.93750	90.00
2	120	0	1.00000		28.12
3	123	0	1.00000		2.81
4	125	0	1.00000		1.87
5	133	0	1.00000		7.50
6	252	1	0.90909	0.85227	111.56
7	315	0	1.00000		53.69
8	512	1	0.88889	0.75758	167.90
9	657	1	0.87500	0.66288	109.85
10	753	0	1.00000		63.64
11	818	0	1.00000		43.09
12	837	1	0.80000	0.53030	12.59
13	1213	0	1.00000		199.39
14	1333	0	1.00000		63.64
15	1457	1	0.50000	0.26515	65.76
MEAN TIME BEFORE FAILURE					1021.42

Fuente: Lastra y Rueda 1997.

La sumatoria de la columna $R(ti)*dt$ da como resultado el MTBF.