

**ANALISIS DE FALLA DE POZOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL  
CAMPO CANTAGALLO**

**NESTOR ARMANDO CARDOZO RODRIGUEZ  
LUIS MIGUEL PABON ROJAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

**ANALISIS DE FALLA DE POZOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL  
CAMPO CANTAGALLO**

**NESTOR ARMANDO CARDOZO RODRIGUEZ  
LUIS MIGUEL PABON ROJAS**

**Trabajo de Grado como requisito para optar al titulo de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director  
Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO R.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

## **DEDICATORIA**

*Este proyecto se lo dedico primeramente a Dios, ya que sin él nada podemos hacer. Dios es quien nos concede el privilegio de la vida y nos ofrece lo necesario para lograr nuestras metas.*

*A mi mamita Yolanda Rojas por su apoyo, sacrificio, quien siempre esta a mi lado en pro de la realización de mis sueños.*

*A todos los miembros de mi familia por su alegría, compañía, y sus consejos .*

*A todos mis amigos, que hicieron mas llevadero el tiempo que estuve lejos de mi familia.*

**LUIS MIGUEL PABON ROJAS.**

## **DEDICATORIA**

*A DIOS, por brindarme la oportunidad de seguir con vida, ser mi guía, otorgándome fortaleza para salir adelante en las diferentes adversidades que se presentaron.*

*A MIS PADRES, quienes con su amor, trabajo, paciencia, fortaleza hicieron posible la realización de esta meta.*

*A mis amigos con quienes pasamos momentos agradables y nos dimos aliento en las diferentes adversidades y a todos aquellos quienes de una u otra forma colaboraron con la realización de este logro.*

***NESTOR A. CARDOZO R.***

## **AGRADECIMIENTOS**

**Los autores desean expresar sus agradecimientos a:**

La Universidad Industrial de Santander por habernos acogido a lo largo de estos años de aprendizaje.

La Escuela de Ingeniería de Petróleos y a ECCOPETROL S.A. por brindarnos la oportunidad de afianzar los conocimientos.

Al ingeniero **FREDY A. NARIÑO** por habernos dedicado gran parte de su tiempo, el cual fue vital para la realización de este proyecto, aportando sus conocimientos y experiencia y así, lograr satisfactoriamente los objetivos planteados,

A los ingenieros **FERNANDO CALVETE** y **JORGE SACHICA** por su colaboración a lo largo de este proyecto, por compartir sus conocimientos en pro de nuestro aprendizaje.

A cada una de las personas que con sus conocimientos aportaron para que este trabajo se hiciera posible.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
OBJETIVOS	3
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECIFICOS	3
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO	4
1.1 RESEÑA HISTORIA	4
1.2 LOCALIZACION	8
1.3 GEOLOGÍA	11
1.3.1 Geología estructural.	11
1.3.2. Estratigrafía.	15
1.4. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	19
1.5. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	20
2. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	23
2.1 DEFINICIÓN	23
2.2 COMPONENTES – DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO	23
2.2.1 Equipos de Superficie.	25
2.2.2 Equipos de Fondo.	27
3. METODOLOGIA DE ANALISIS CAUSA RAIZ (ACR).	45
3.1 FASE 1. ANALISIS DEL PROBLEMA	45
3.2 FASE 2. ANALISIS DE CAUSA RAIZ DEL PROBLEMA	45
3.3 FASE TRES. DESARROLLO DE LA SOLUCION	46
4. ANALISIS DE FALLA EN SISTEMA BES EN EL CAMPO CANTAGALLO	48
4.1 CAUSAS DE RETIRO DE EQUIPO DE FONDO DE BES EN EL AÑO 2006	49
4.2 ANÁLISIS DE FALLA DEL SISTEMA BES EN EL AÑO 2006	50
4.3 CAUSAS DE RETIRO DE EQUIPO DE FONDO DE BES EN EL AÑO 2007	52

4.4 ANÁLISIS DE FALLA DEL SISTEMA BES EN EL AÑO 2007	52
4.5 CAUSAS DE RETIRO DE EQUIPO DE FONDO DE BES EN EL AÑO 2008	54
4.6 ANÁLISIS DE FALLA DEL SISTEMA BES EN EL AÑO 2008	54
Tabla 4.7. Tiempo medio de falla de los pozos con BES	56
4.7 ANALISIS DE POZOS	57
4.7.1 Pozo P 1.	57
4.7.2 Pozo P 4	59
4.7.3 Pozo P 7	60
4.7.4 Pozo P 12	63
4.7.5 Pozo P 19	64
4.7.6 Pozo P 21	66
5. ANALISIS ECONOMICO	68
5.1 ANALISIS ECONOMICO DE POZO P 1	68
5.2 ANALISIS ECONOMICO DE POZO P 7	71
5.3 ANALISIS ECONOMICO DEL POZO P 19	73
CONCLUSIONES	77
RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	79
ANEXOS	80

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1.1. Potencial de producción de pozos con sistema BES. En el campo Yariguí-Cantagallo.	20
Tabla 4.1. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2006	49
Tabla 4.2. Análisis de falla del sistema BES en el año 2006	50
Tabla 4.3. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2007	52
Tabla 4.4. Análisis de falla del sistema BES en el año 2007	53
Tabla 4.5. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2008	54
Tabla 4.6. Análisis de falla del sistema BES en el año 2008	55
Tabla 4.7. Tiempo medio de falla de los pozos con BES	56
Tabla 4.8. Servicio a pozo P4	59
Tabla 4.9. Servicios al pozo P 7	61
Tabla 4.10. Servicios al pozo P12	63
Tabla 4.11. Servicios al pozo P 19	64
Tabla 4.12. Servicios al pozo P21	67
Tabla 5.1. Precios para el año 2008	68
Tabla 5.2. Costos totales para implementar malla en pozo P 1	69
Tabla 5.3. Perdidas por problemas de arenamiento en el pozo P1	69
Tabla 5.4. Costos totales para implementar malla en pozo P 7	71
Tabla 5.5. Perdidas por problemas de arenamiento en el pozo P 7	72
Tabla 5.6. Costos totales para implementar malla en pozo P 19	73
Tabla 5.7. Perdidas por problemas de arenamiento en el pozo P19.	74
Tabla 5.8. Factibilidad de la implementación de la malla del control de sólidos Campo Cantagallo	75

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Curva Histórica de Producción de aceite Campo Yariguí - Cantagallo hasta 1998	8
Figura 1.2. Localización del campo Yariguí – Cantagallo	9
Figura 1.3. Ubicación Geográfica Campo Cantagallo	10
Figura 1.4. Distribución del Campo Yarigui – Cantagallo	11
Figura 1.5. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo	14
Figura 1.6. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	18
Figura 2.1. Instalación típica Bombeo electrosumergible.	24
Figura 2.2. Motor sumergible y sus componentes básicos	28
Figura 2.3. Estator	29
Figura 2.4. Rotor	29
Figura 2.5. Rotor Bearing	30
Figura 2.6. Thrust bearing	31
Figura 2.7. Eje	31
Figura 2.8. Pothead	31
Figura 2.9. Housing	32
Figura 2.10. Partes Bomba centrífuga	36
Figura 2.11. Tipos de configuraciones de bombas.	40
Figura 2.12. Tipos de construcción de acuerdo al manejo de empuje	41
Figura 2.13. Etapa con impulsor totalmente asentado.	42
Figura 2.14. Espaciamiento de ejes de bombas serie 675 y mayores.	43
Figura 4.1. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2006	50
Figura 4.2. Análisis de falla del sistema BES en el año 2006	51
Figura 4.3. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2007	52
Figura 4.4. Análisis de falla del sistema BES en el año 2007	53
Figura 4.5. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2008	54

Figura 4.6. Análisis de falla del sistema BES en el año 2008	55
Figura 4.7. Scales en el sistema del pozo P 4	60
Figura 4.8. Presencia de arena	65

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ESTADO MECÁNICO POZO P1	81
ANEXO B. ESTADO MECÁNICO POZO P4	82
ANEXO C. ESTADO MECÁNICO POZO P7	83
ANEXO D. ESTADO MECÁNICO POZO P12	84
ANEXO E. ESTADO MECÁNICO POZO P 19	85

## NOMENCLATURA

**Amp:** Amperios

**API:** American Petroleum Institute.

**BES:** Bombeo Electrosomergible.

**bls:** barrels, barriles

**bopd:** barrels per day, barriles por día

**Bopd:** barrels of oil per day, barriles de petróleo por día

**Bwpd:** barrels of water per day, barriles de agua por día

**BSW:** Basic Sediment and Water, agua y sedimento básico (Porcentaje)

**C.P.B.:** Costo asociado a la producción por cada barril.

**ft:** feet, pies

**GOR:** Gas Oil Ratio, relación gas petróleo (scf/stb)

**HP:** Horse Power, caballos de fuerza

**Hz:** Hertz

**in:** inches, pulgadas

**KW:** Kilo Watio

**P.E.N.:** Perdidas económicas netas por perdida de producción en US\$

**psi:** pound per square inch, libras por pulgada cuadrada

**Pwf:** Pressure of well flowing, presión de fondo fluyente (psi)

**Pb:** Bubble point pressure, presión de burbuja (psi)

**scf/stb:** standard cube feet / stock tank barrel, pies cúbicos estándar / barril

fiscal

**seg:** Segundo

**TMF:** Tiempo medio de falla

## RESUMEN

**TITULO “ ANALISIS DE FALLA DE POZOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO CANTAGALLO”**

**AUTORES: NESTOR ARMANDO CARDOZO ROGRÍGUEZ  
LUIS MIGUEL PABON ROJAS\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Campo Cantagallo, Bombeo Electrosumergible, Fallas, Análisis económico.

### DESCRIPCION

Este libro se ha desarrollado con el fin de proporcionar información detallada acerca del sistema de bombeo electrosumergible (B.E.S), enfocado principalmente en mostrar el análisis de falla que presenta el sistema (B.E.S) en el campo Cantagallo. Muestra la aplicación de la metodología de análisis de causa a raíz como medio para lograr la reducción de falla en bombeo electrosumergible. El trabajo implico, en primera instancia, la recolección de la información correspondiente a servicios a pozo, datos de producción, reportes de reparación de bombas, entre otros datos requeridos, posteriormente la organización de esta información y por último el análisis de la misma. Dicho análisis corresponde a la aplicación de la metodología mencionada, la cual consistió en el desarrollo de tres fases: la descripción y definición del problema particular ocurrente a cada pozo, la identificación de la(s) causa(s) que originan el problema y la determinación de la mejor solución.

Se aplico la metodología concluyendo que el problema principal lo constituye la dificultad de las bombas para el manejo de arena producida de los pozos. Las recomendaciones sugeridas se muestran como posibles caminos a seguir para la consecución de la solución de los pozos.

Por último, este libro trata un análisis económico con el fin de determinar la factibilidad de cada una de las recomendaciones planteada.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. Fredy Abelardo Nariño R.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** ANALYSIS IN CANTAGALLO'S FIELD FAULT WELL OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPS (ESP)\*

**AUTHOR:** NESTOR ARMANDO CARDOZO ROGRÍGUEZ  
LUIS MIGUEL PABON ROJAS\*\*

**Key words :** Cantagallo's field , Electric Submersible Pumps (Esp) Economical Analysis.

### **DESCRIPTION.**

This book has been developed with the purpose of to provide detailed information about the system of electric submersible pumps (esp), focused showing the failure analysis that present the system cantagallo field. it shows the application of the methodology of cause to obtain the reduction of fault in electric submersible pumps (esp).

the work imply, in first instance, the harvesting of the information corresponding to services to well, output data, reports of repair of pumps, data among others required, later the organization of this information and finally the analysis of the same.

those analysis corresponds to the application of the mentioned methodology, which consisted of the development of three phases: the description and definition of the particular problem to each well, the identification of (s) the cause (s) that the problem and the determination of the best solution originate.

the methodology applied concludes that the main problem makes difficult the way to operate pumps for the sand handling produced of wells. the suggested recommendations are like possible ways to follow for the attainment of the solution of wells. finally, this book treats an economic analysis with the purpose to determine the feasibility of each one of the recommendations raised.

---

\* Project of grade

\*\* Physical Chemistry Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director. Ing. Fredy Abelardo Nariño R.

## INTRODUCCIÓN

Cuando los sistemas de bombeo Electrosumergible no están adecuadamente diseñados; o son afectados por particularidades del yacimiento como las cantidades y propiedades de fluidos producidos, precipitación de parafinas y formación de escamas; problemas del hueco; y en general cuando no se consideran detalles característicos del pozo para instalar el diseño apropiado, los equipos y accesorios de subsuelo de pozos con bombeo electrosumergible muestran deficiencias operacionales y fallas de diferente tipo como: fallas en la bomba, fallas en los motores, fallas mecánicas, fallas por corrosión, etc.

El incremento de las fallas de la tubería, bombas y otros accesorios de los pozos trae como consecuencia el incremento de los costos de mantenimiento siendo necesario establecer una acción rápida y efectiva de identificación de las causas que originan las fallas y la implementación de los métodos adecuados para controlar ó minimizar estas fallas.

La Superintendencia de Operaciones del Río (SAR), ha recopilado información estadística relacionada con los problemas específicos presentados en cada pozo y la frecuencia de los mismos en los últimos años en el Campo Cantagallo, estos datos permiten identificar la alta frecuencia de fallas en algunos pozos y por consiguiente un incremento de los costos de mantenimiento y perdidas de producción.

La Superintendencia de Operaciones del Rio (SAR), preocupada por el aumento de la producción diferida y por ende, del aumento de los costos de producción por barril en el campo Cantagallo, ha puesto en marcha un proyecto para la implementación de metodologías de análisis de fallas enfocada a reducir al máximo la ocurrencia de falla en los componentes de subsuelo del sistema de

bombeo electrosumergible. Por eso, con Ecopetrol se está adelantando el proyecto “Análisis de falla de bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo”.

El trabajo de grado desarrollado, está enfocado a mostrar la problemática de los pozos. Muestra, un diagnóstico de las fallas, las causas por las cuales ocurren y sus posibles soluciones.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Determinar las causas que generan problemas en la operación de las Bombas Electrosumergibles utilizando información histórica de las variables operacionales y servicios realizados a los sistemas BES instalados en el campo Cantagallo

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Identificar las fallas que se presentan en los sistemas de Bombeo Electrosumergible del campo Cantagallo.
- .Análisis de los pozos del campo que utilizan el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible, así como los eventos ocurridos desde su fecha de instalación hasta la actualidad.
- Estudio de las partes, funcionamiento, elementos fallantes y las posibles causas de fallas de los sistemas de bombeo electrosumergible presentes en el campo Cantillo.
- Realizar un estudio de las variables que mas influyen en el tipo de falla presente en el sistema BES del campo Cantagallo.
- Proponer acciones que permitan mejorar la eficiencia de los sistemas BES instalados en el campo Cantagallo.
- Evaluar técnica y económicamente las acciones de mejoramiento propuestas para mejorar la eficiencia de los sistemas BES instalados en el Campo Cantagallo.

## 1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO

### 1.1 RESEÑA HISTORIA<sup>1</sup>

Los campos Yariguí y Cantagallo hacen parte de la antigua Concesión Cantagallo y San Pablo, otorgada la primera en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y la segunda otorgada en el año de 1953 a la Shell Cóndor.

En la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, perforo dos pozos, Cimitarra 1, y Cimitarra 2.

El pozo Cimitarra 1, cuyo nombre se cambia posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), alcanzó una profundidad de 1494 ft, en este se encuentra rocas del grupo Girón a 1145 ft, con presencia de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 posteriormente llamado CG-2 alcanzó una profundidad de 6170 ft, en el cual se encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. Este pozo produjo 286 bls de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose como el pozo descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos, seguido de un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor.

De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, pero de estos, el (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena. Los pozos CG-5, 7, 8 y 11 resultaron secos, con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo meridional de la Concesión. Los pozos CG-1, 3 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la

---

<sup>1</sup> NIETO, J. GÓMEZ, V. FERNÁNDEZ, F. Ardila, J. Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yarigui Cantagallo VMM Colombia

falla de Cantagallo y se encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

La compañía Shell Cóndor en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo. A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Cantagallo. Las perforaciones, en su mayoría direccionales, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el Este del campo Cantagallo.

En Mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada en el extremo norte de la Concesión, quedando en el lado levantado de la falla de Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento.

Posteriormente se suspende la perforación de pozos en esta concesión hasta Junio de 1976, cuando se perfora el pozo de relleno (*Infill*) CG-23, el cual produjo 196 bls de aceite de 20,4° API por bombeo convencional en las primeras pruebas de producción.

En el periodo comprendido entre 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el Campo Yariguí, de los cuales se abandonaron los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33, 40 por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales y los pozos YR-7, 8, 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 se reactivó en Octubre de 1975.

En Diciembre de 1965, la compañía Shell, realizó un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una tasa de inyección promedio de 7000 bwpd a 3500 psi, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En Junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de ECOPETROL se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de Diciembre de 1987 revierte la Concesión Cantagallo.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el campo se perforaron 94 pozos de los cuales 17 (CG-1, 2, 3, 4, 5, 8, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 23, 58 y 66) alcanzaron la discordancia y 7 pozos (CG-4, 8, 14, 15, y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 ft, de los cuales se logró una producción de 150 bpd de las pruebas iniciales en el miembro Salada.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden *gas lift*, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y actualmente existen 29 pozos con sistema de bombeo electrosumergible.

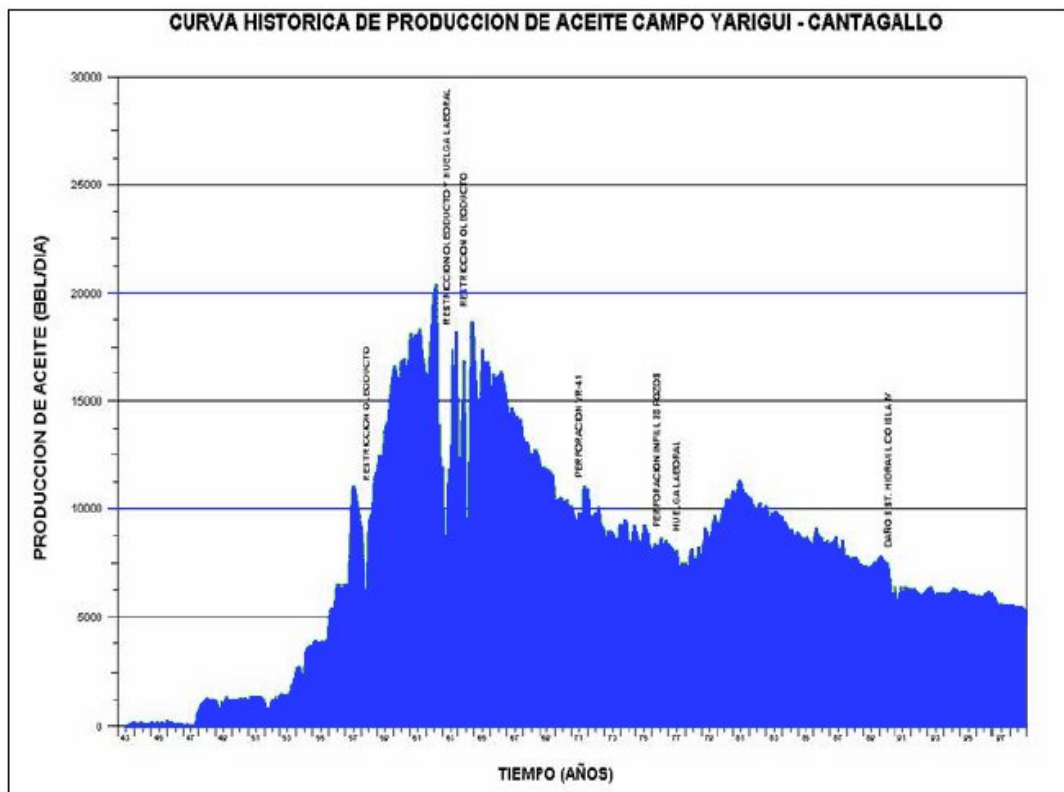
La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción en arenas "B". Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de éstos se completaron en arenas "C" y se han producido conjuntamente las dos zonas.

A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 bopd y 3700 Kcfd de gas y se habían recobrado 160 Mbbls de petróleo y 84,5 Gcf de gas

Para el año 2005 se programó la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de Fracturamiento Hidráulico en las Arenas productoras B, C Y CG. Obteniendo resultados beneficiosos para el campo. A Diciembre de 2005 la producción se incremento a 12000 bopd y 4000 Kcfd de gas, logrando así que actualmente el Campo Cantagallo se convierta en el campo con mayor producción en la Superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM). La **Figura 1.1** muestra la curva de producción de petróleo para el campo hasta al año 1998.

Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia de Centro Oriente de ECOPETROL S.A. y dependen administrativamente de la Superintendencia del Río; que incluye además, las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.

Figura 1.1: Curva Histórica de Producción de aceite Campo Yariguí - Cantagallo hasta 1998



Fuente: Ecopetrol S.A.

## 1.2 LOCALIZACION

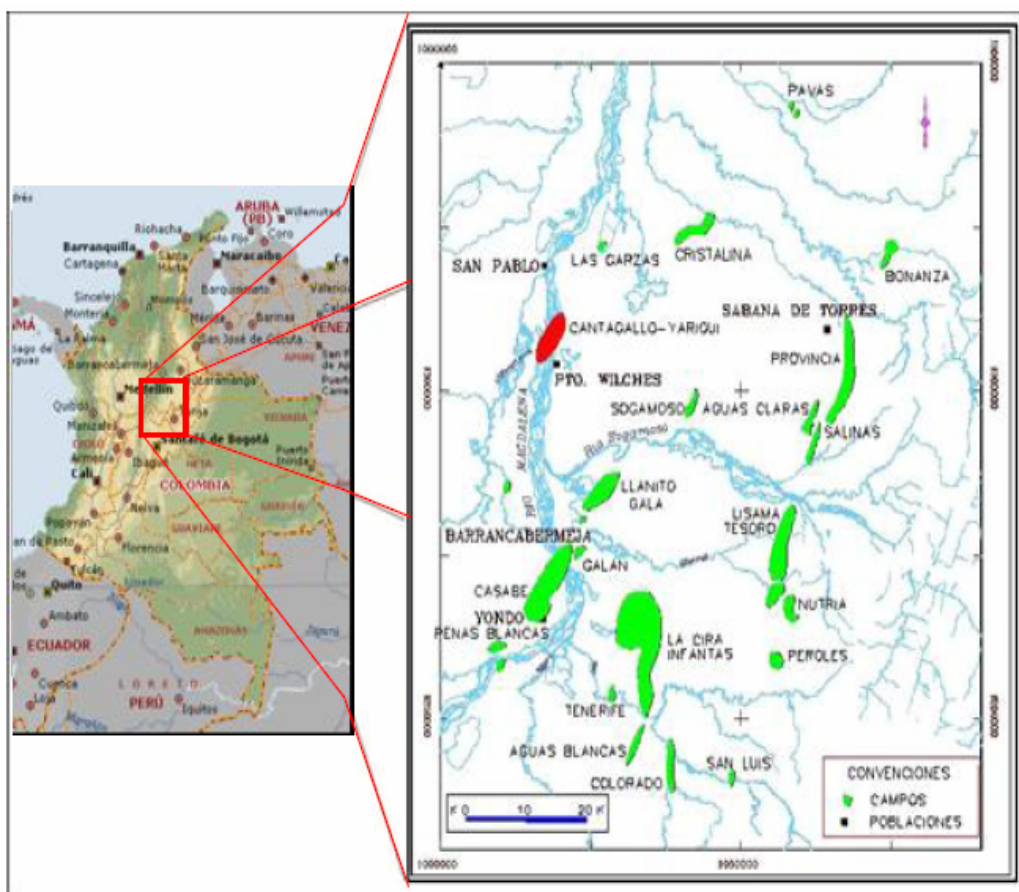
El campo Yariguí–Cantagallo se localiza en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en territorio de los Departamentos de Santander y Bolívar, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-oeste de la ciudad Bogotá D.C., más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches **Figura 1.2**. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

Las zonas de cordilleras se encuentran separadas de la zona del valle al Este por la Falla de La Salina y el sinclinal de Nuevo Mundo (Cordillera Oriental), y al Oeste

por la Falla de Palestina (Cordillera Central). La Falla de rumbo de Ibagué constituye su límite Sur, y una silla angosta formada por rocas ígneas de las Cordilleras Central y Oriental en las cercanías de Aguachica, Cesar, se considera como su límite Norte con el Valle Inferior del Magdalena.

La principal vía de acceso a la zona es el transporte fluvial sobre el río Magdalena y como vías alternas se cuentan dos carreteras, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

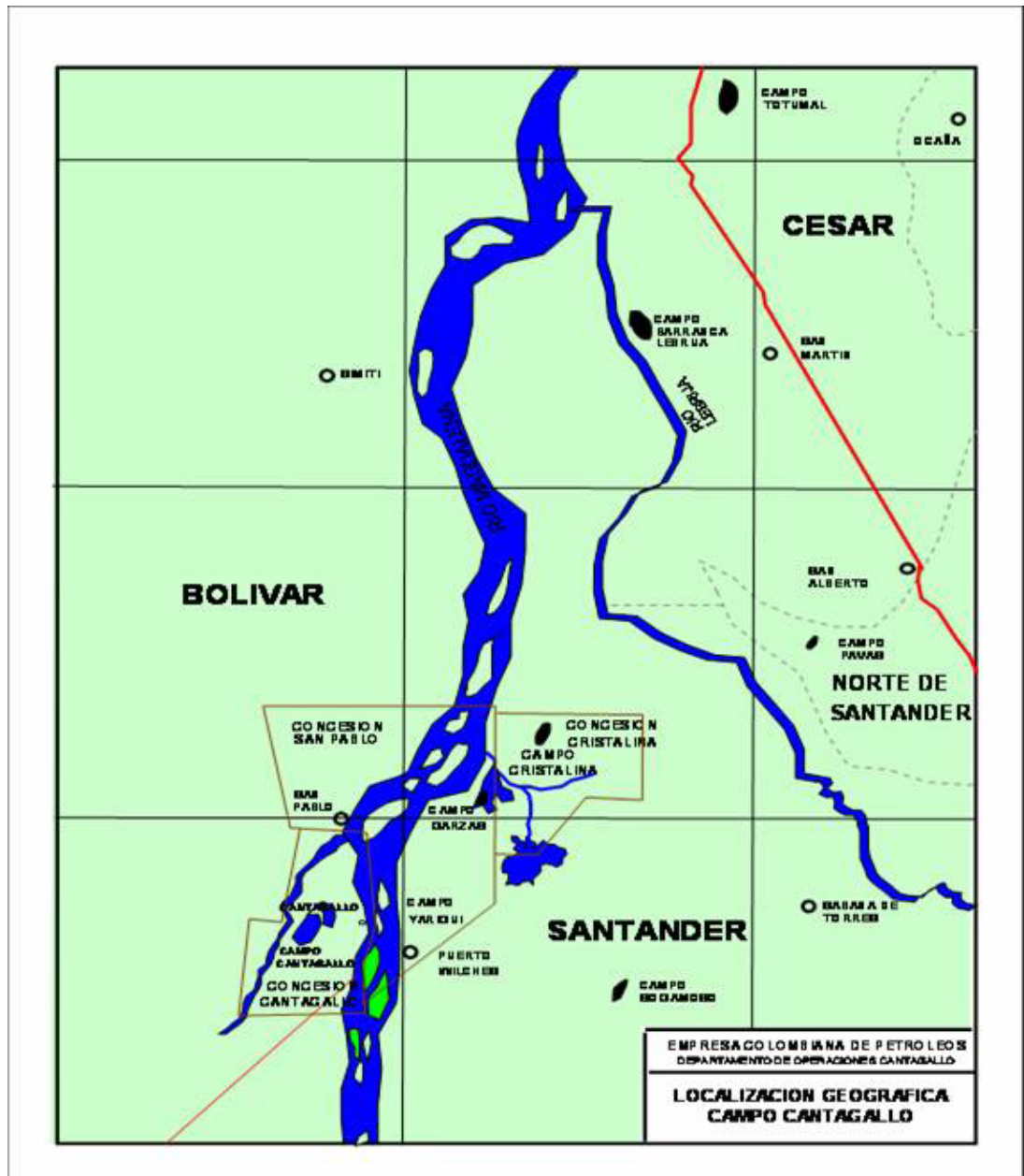
Figura 1.2. Localización del campo Yariguí – Cantagallo



Fuente: Ecopetrol S.A.

La zona industrial del campo se encuentra en el municipio de Cantagallo, al sur del departamento de Bolívar. El área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo Figura 1.3.

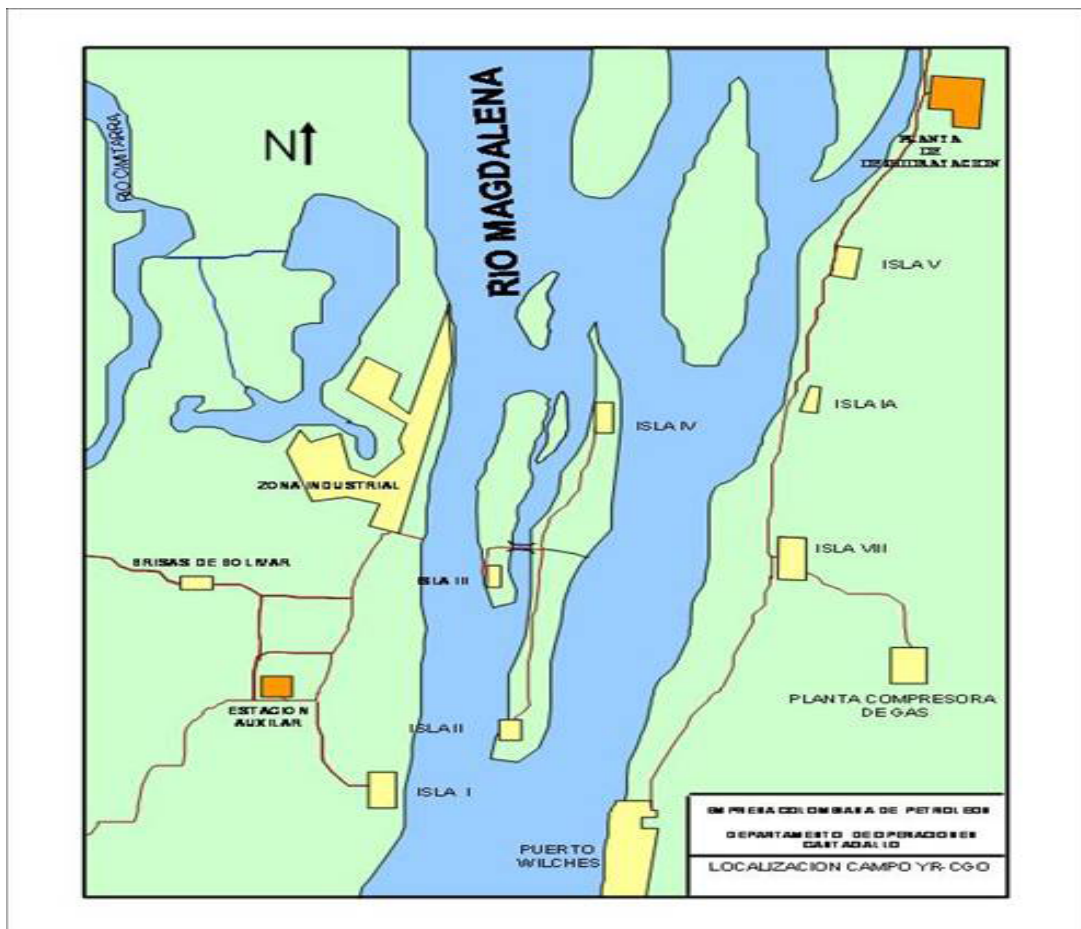
Figura 1.3. Ubicación Geográfica Campo Cantagallo



Fuente: Ecopetrol S.A.

El campo esta distribuido en islas a lo largo de la margen del río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo Figura 1.4.

Figura 1.4. Distribución del Campo Yarigui – Cantagallo



Fuente: Ecopetrol S.A.

### 1.3 GEOLOGÍA

**1.3.1 Geología estructural.** La cuenca está cubierta de una columna sedimentaria que sobrepasa los 16000 ft de sedimentos continentales y marinos, cuya edad va desde el Jurá-Triásico al reciente.

Son varios los trabajos que pretenden explicar el origen de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, los cuales se pueden agrupar en dos tendencias marcadas, la primera lo atribuye a un graben, limitado en sus flancos por fallas normales y la segunda lo atribuye a un semigraben limitado en su flanco Este por fallas de cabalgamiento y en su flanco Oeste por fallas normales.

En la actualidad se considera más aceptable una hipótesis que concilia los dos postulados anteriores, en el que se plantea inicialmente una tectónica de bloques que alcanza a afectar sedimentos pre-Eocénicos, producto de un ciclo orogénico Cretáceo-Paleoceno; y en segundo lugar un evento compresivo, representado por fallas inversas y estructurales anticlinales y sinclinales producto de la Orogenia Andina.

Geológicamente, la Cuenca ha sufrido una serie de eventos tectonosedimentarios. En un principio actuó como una zona de “*Rift*” (durante el Triásico hasta comienzos del Cretáceo temprano), con una depositación principalmente molásica, continuó durante el Cretáceo como una cuenca “*Back Arc*” detrás de la zona de subducción Andina, con una sedimentación marina.

A finales del Cretáceo y comienzos del Terciario (Maestrichtiano-Paleoceno) la sedimentación pasó a ser continental (fluvial, fluvio-paludal y/o fluviodeltaíca). Un fuerte período de erosión se extiende desde el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio en toda la cuenca, borrando en algunos puntos la totalidad de la secuencia Cretácea. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada Inconformidad del Eoceno Medio.

Después de este episodio se reinicia la sedimentación continental, configurándose la cuenca como tipo “*Foreland*”, evento que se ha subdividido en dos etapas. La primera etapa se conoce como *Foreland* Preandino Temprano abarcando desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Superior y la segunda etapa se conoce como *Foreland* Preandino Tardío desde el Oligoceno Temprano hasta el Mioceno Medio.

Finalmente durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica de antiguas fallas normales y un desplazamiento de las fallas ya invertidas durante el evento del Cretáceo Superior-Paleoceno. En general las estructuras asociadas a esta etapa tienen una dirección Norte Sur. Durante esta etapa la cuenca se caracterizó por ser una cuenca intramontana de una fase de *Foreland* Andino.

La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de la formación La Paz consiste de un monoclinal buzando hacia el Sur Este, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose hacia el Este hasta alcanzar buzamientos de 9° en cercanías de los pozos YR-1 y YR-8 como se muestra en la **Figura 1.6**.

En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más Norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de Palestina. La Falla de Cantagallo como control estructural del campo, tiene un rumbo aproximado N33°E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla.

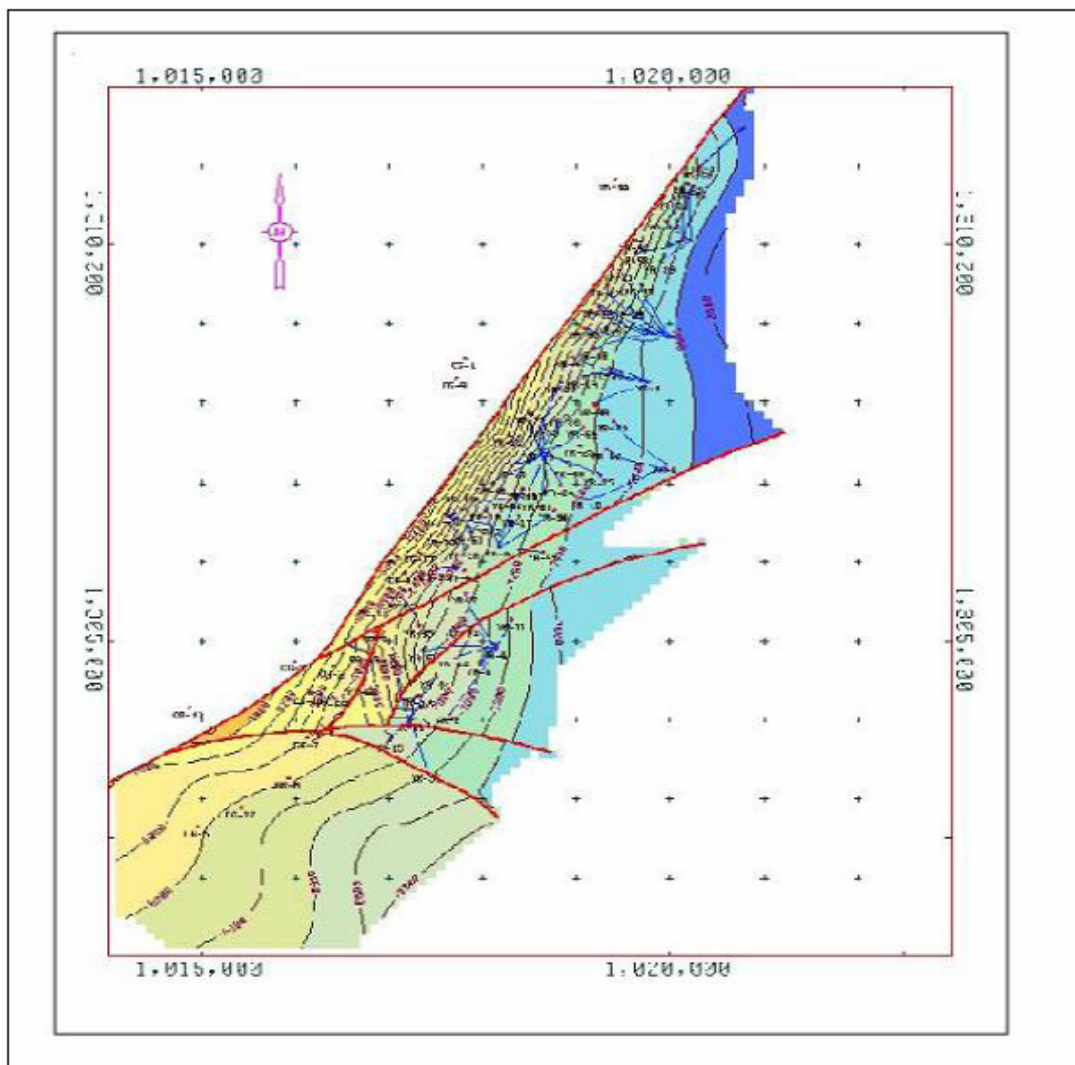
Esta falla pone en contacto rocas de la formación Girón (Jurásico) con rocas cretácicas y terciarias. Se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical (comprobado en el pozo YR-71) y presenta desplazamientos variables de hasta 7000 ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos cretáceos y parte de terciarios al Oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento.

El sistema de Fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite Sur. En términos generales lleva una dirección

Suroeste – Este – Noreste. Es de tipo normal con desplazamientos de 200 ft en la vertical. Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno Medio - Superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales principalmente de tipo normal que corta el monoclinial en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

Figura 1.5. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo



Fuente: Ecopetrol S.A.

**1.3.2. Estratigrafía.** El campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en la sección Nor-occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del campo Cantagallo). La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente del campo La Cira. En la Fig. 5 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**Formaciones Productoras:** en el campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del campo, siendo estos las arenas CG y C; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas B, sólo es productor en algunos sectores del campo el miembro inferior B3.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones desde superficie hasta las unidades de interés:

- **Formación Real:** compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso, tiene 2600 ft de espesor aproximadamente.
- **Formación Colorado:** formación compuesta por la denominada unidad **Arenas A**, la cual, litológicamente está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillositas varicoloreadas y

La Cira *shale* que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.

- **Formación Mugrosa:** formación que se subdivide en cuatro miembros informales de base a techo así: “Arenas B3”, “Arenas B2”, “Arenas B1”, “Arenas B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa” (con base en las propiedades de los registros eléctricos).

Las “**Arenas B3**” se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas *grauwáticas* con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes “Arenas C” de la Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacente “Arenas B2” es concordante.

- **Formación La Paz:** formación que contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

**Arenas C.** Constituyen el miembro superior de la Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft.

Estratigráficamente se ubica entre las “Arenas Cantagallo” en la base y las “Arenas B” de la formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las “Arenas B” es discordante, dado por la ausencia de la formación Esmeraldas

**Arenas Cantagallo (CG).** Principal horizonte productor, constituido por areniscas *grauwáticas*, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en

sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft. Su contacto inferior con la formación Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de la formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes "Arenas C" es concordante y esta dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

Figura 1.6. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA
TERCIARIO	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)		
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Toc)		La Cira Shale
				Arenas A0
			Arenas A1	
			Arenas A2	
			Arenas A3	
			Arenas B0	
			Arenas B1	
			Arenas B2	
			Arenas B3	
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tap)		Arenas C	
			Arenas Cantagallo	
CRETACEO	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SIMITI (Kix)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kt)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kip)		
HAUTERIVIANO	FORMACION ROSABLANCA (Krb)			
VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (Kta)			
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)			

Fuente: Ecopetrol S.A.

## 1.4. HISTORIA DE PRODUCCIÓN 2

El desarrollo del campo comprende tres periodos: el primero desde cuando se inició la explotación en 1943 hasta 1951 cuando se suspende la perforación bajo la administración de la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, el segundo desde 1951 cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la Compañía Shell Cóndor hasta 1974 y la tercera desde 1974 en adelante cuando las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A. y se inicia un programa para reducción de espaciamiento y reemplazo de pozos viejos con daños irreparables.

El mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de los bloques en que está dividido el campo. Los estudios adelantados hasta la fecha y el comportamiento de producción indican la presencia de un empuje de agua bastante activo en el bloque 4 y en la parte norte del bloque 5. La liberación de gas en solución es el mecanismo predominante en los demás bloques.

Con base en las pruebas PVT tomadas en el campo, el yacimiento principal, arenas Cantagallo (arenas CG), originalmente se encontraba subsaturado a una presión de 3250 psi y con una relación gas-aceite de 330 scf/stb, la presión de burbuja se estima en 3015 psi. La gravedad del crudo producido está entre 12 y 21 °API, con una viscosidad promedio de 30 cps a condiciones de yacimiento.

Actualmente hay 100 pozos productores activos. La producción promedio es de 12918 bopd de 20 °API, 4673Kpc de gas. La **tabla 1.1**. Resume la producción actual de los 29 pozos con sistema electrosurgible en el Campo Cantagallo.

---

<sup>2</sup> Sarmiento, L. Departamento de operaciones Cantagallo

Tabla 1.1. Potencial de producción de pozos con sistema BES. En el campo Yariguí-Cantagallo.

POZO	S. PROD	BLOQUE	SECTOR	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
P 22	BES	0	CRISTALINA	230	36	147	378	55,6
P 23	BES	0	GARZAS	330	3	320	160	51,2
P 24	BES	0	GARZAS	0	0	0	0	0,0
P 25	BES	0	GARZAS	303	3	294	250	73,5
P 26	BES	0	GARZAS			91		36,0
P 1	BES	4	ISLA I	1100	60	440	650	286,0
P 2	BES	5N	ISLA IV	834	20	667	249	166,1
P 3	BES	5N	ISLA VI	400	9	364	310	112,8
P 27	BES		ISLA VI	225	3	218	300	65,5
P 4	BES	5N	ISLA VI	540	20	432	320	138,2
P 6	BES	4	ISLA I	1100	60	440	300	132,0
P 7	BES	4	ISLA I	1728	45	950	290	275,6
P 8	BES	4	ISLA I	400	50	200	280	56,0
P 9	BES	5N	ISLA VI	290	5	276	150	41,3
P 10	BES	5C	ISLA IV	240	2	235	110	25,9
P 11	BES	5C	ISLA IA	190	2	186	111	20,7
P 12	BES	5C	CGO	523	63	194	120	23,2
P 14	BES	5C	ISLA IV	360	1	356	100	35,6
P 17	BES	5S	CGO	180	4	173	65	11,2
P 18	BES	5S	CGO	190	15	162	750	121,1
P 19	BES	4	ISLA I	534	36	342	257	87,8
P 28	BES (FN)		ISLA I	595	20	476	135	64,3
P 29	BES	5C	ISLA IV	50	22	39	210	8,2
P 30	BES	5C	ISLA IV	68	3	66	200	13,2
P 31	BES	5C	ISLA IV	37	4	36	210	0,0
P 21	BES	4	ISLA I	550	60	220	220	48,4
P 32	BES	4	ISLA I	630	55	284	210	59,5
P 33	BES		ISLA VI	280	10	252	270	68,0
P 34	BES		CGO	125	7	116	320	37,2

Fuente: Ecopetrol S.A.

### 1.5. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL<sup>3</sup>

Durante 1944 y 1964, primeros años del Campo Cantagallo, los pozos produjeron por flujo natural.

<sup>3</sup> ROJAS, CLÍMACO E. Y SIERRA, EDER. Estudio de factibilidad del reemplazo del sistema de bombeo hidráulico por bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo – Yariguí

Una vez el yacimiento no produjo la suficiente energía para que los pozos fluyeran y el fluido alcanzara la superficie se hizo necesario implementar métodos de levantamiento artificial.

Inicialmente se implemento el sistema de levantamiento *gas lift*, el cual consiste en inyectar gas natural producido a alta presión dentro de la columna de fluidos del pozo para alivianarla reduciendo su densidad, esto causa una caída de presión en la columna permitiendo que los fluidos de producción suban a superficie. Desde finales de 1954 hasta 1984 se utilizó este sistema en el 28 % de los pozos productores (22 pozos), pero debido que el sistema de *gas lift* requiere de grandes cantidades de gas y al no disponer de este se hizo necesario utilizar otro método de levantamiento.

Luego es implementado el sistema de bombeo mecánico o convencional, este es el más aplicado en los campos, debido a su flexibilidad, bajo costo de operación y mantenimiento. El principio de operación de este sistema es el accionar de una bomba de desplazamiento positivo ubicada en el fondo del pozo, mediante una sarta de varillas que le transmiten el movimiento oscilatorio generado en una unidad en superficie. La utilización de este sistema durante la vida productiva del campo llego a alcanzar el 91 % de los pozos productores.

El sistema de levantamiento por bombeo hidráulico se implemento en el campo Yariguí - Cantagallo desde el año 1972, en pozos con desviaciones severas, relativa profundidad (mayores de 8000 ft) y altos volúmenes de producción (mayores de 500 bopd). El sistema utilizado en el campo fue el "tipo pistón de bomba libre" en el cual la energía a la que opera la bomba de subsuelo es transmitida hidráulicamente mediante la inyección de un fluido motriz, en este caso crudo producido y tratado. El sistema de fluido de potencia utilizado es el "abierto", es decir que el fluido de potencia (motriz) se mezcla con el fluido producido en el fondo del pozo y retorna por la misma vía a superficie, donde se hace la separación y el tratamiento. El fluido motriz constituye la parte esencial del

bombeo hidráulico y por tanto requiere un tratamiento especial que incluye control de sólidos (menor de 15 ppm. con tamaños menores de 15 micras), BSW (menor de 3%) y salinidad (menor de 12 pptb). Este sistema se utilizó en el campo en el 40% de los pozos productores (31 pozos). Debido a la baja eficiencia de bombeo en pozos de bombeo hidráulico con alto GOR (mayor de 300 scf/stb), en 1993 se instaló sistema de venteo de gas en 10 pozos. Este sistema contempla la instalación de una sarta de tubería adicional para el venteo del gas en el fondo, evitando que pase a través de la bomba de subsuelo. Desde de 1994, con la implementación del bombeo hidráulico con venteo de gas, los consumos de fluido motriz se incrementaron sustancialmente debido a la complejidad del conjunto de subsuelo con doble sarta y conexiones que facilitan las fugas del crudo inyectado hacia el pozo.

Debido a lo anterior, los altos costos de operación y mantenimiento, se realiza la conversión a sistemas más eficientes a estas condiciones de operación como son los Sistemas de Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible y que en la actualidad son los más utilizados en el Campo Cantagallo.

## **2. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)**

Con los precios actuales del petróleo y la alta demanda de hidrocarburos, el sistema (BES) se ha convertido en uno de los sistemas de levantamiento artificial más utilizados en la industria petrolera debido a su alta capacidad para producir grandes volúmenes de aceite, con lo cual se convierte en una buena alternativa al momento de implementarse como cambio del sistema de levantamiento.

### **2.1 DEFINICIÓN<sup>4</sup>**

El sistema bombeo electrosumergible (BES) es un sistema de levantamiento artificial de fluidos de producción donde una bomba centrífuga de múltiples etapas convierte la energía provista por un motor eléctrico en energía de presión, que es la energía contenida en el fluido permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento salga a superficie.

El sistema de bombeo electrosumergible es considerado como un efectivo y económico medio para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades y bajo una amplia variedad de condiciones de pozo.

### **2.2 COMPONENTES – DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO**

El Sistema BES se compone de dos secciones de equipos, las cuales son:

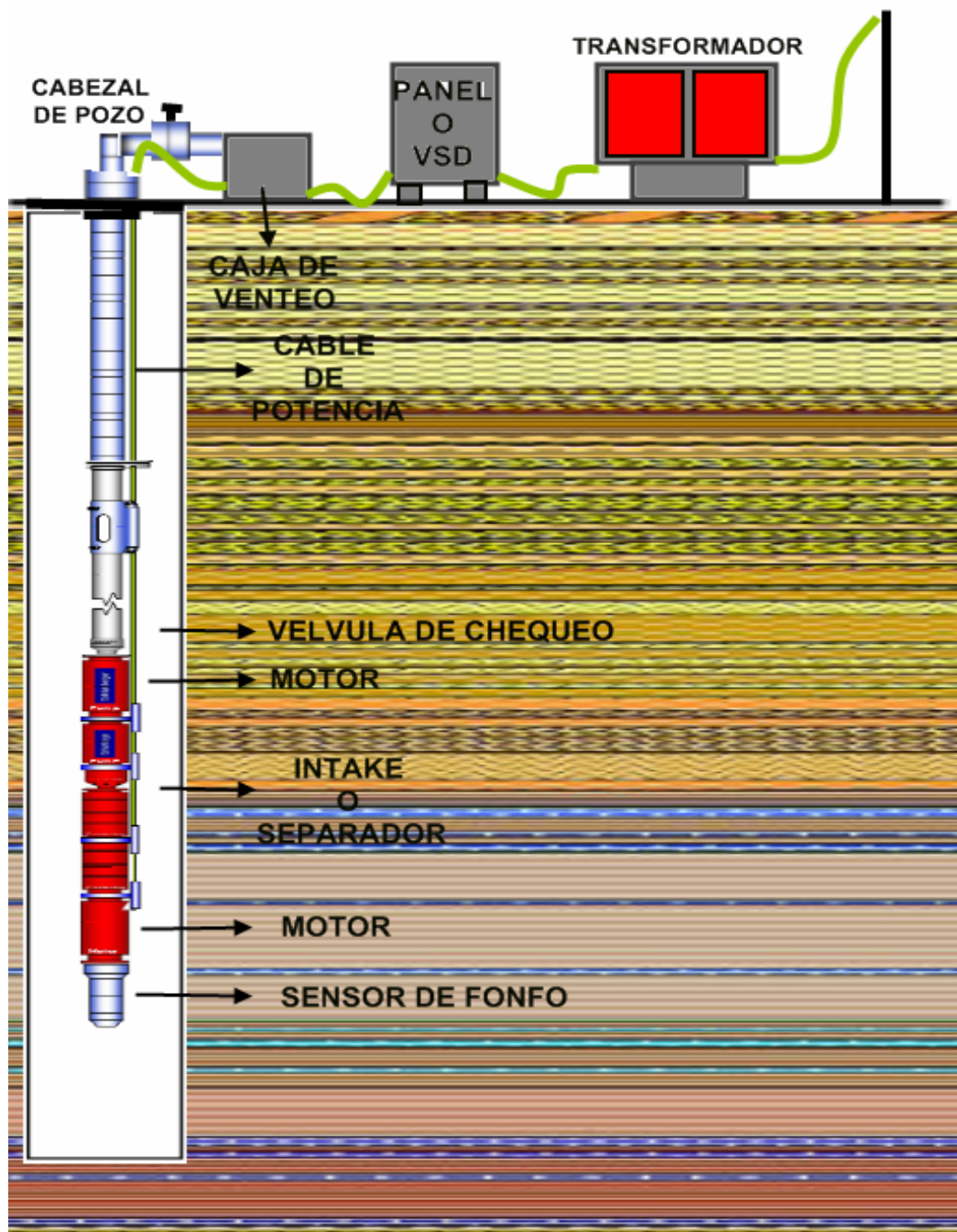
- Equipos de Superficie
- Equipos de Fondo

---

<sup>4</sup> CURSO BÁSICO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. Well Completions and Productivity. Artificial Lift. Schlumberger.

En la figura 2.1 se puede observar la instalación típica de un sistema de bombeo electrosumergible (BES).

Figura 2.1. Instalación típica Bombeo electrosumergible.



Fuente: Autores

**2.2.1 Equipos de Superficie.** Hacen parte los equipos eléctricos que permiten suministrar la potencia eléctrica necesaria para operar los equipos de fondo de acuerdo a los parámetros de diseño. Dentro de los equipos de superficie del sistema tenemos:

**2.2.1.1 Cabezal de Pozo:** Su función es sostener todo el equipo de fondo como son el motor, sello, bomba, cable de potencia, tubería de producción, además permite pasar a través de este el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo. El cabezal de boca de pozo debe estar contener un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la surgencia imprevista del pozo. El mercado se dispone de varios métodos diferentes de sellado, de los distintos proveedores de cabezales. Dependiendo del método usado, el sello soportará entre 500 y 3000 psi, o más.

**2.2.1.2 Fuentes de Energía.** Se debe disponer de instalaciones eléctricas que cumplan con las necesidades técnicas requeridas tanto de energía como de diferencia de potencial. Para cumplir con las necesidades requeridas se debe tener:

- Disponibilidad del voltaje primario.
- Frecuencia
- Capacidad de potencia instalada.

El principal medio para generación de potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna (AC). Estos generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica la cual es luego transmitida por el sistema de transmisión y distribución.

**2.2.1.3 Transformadores.** La distribución de la potencia eléctrica en los campos petrolíferos es generalmente en voltajes intermedios hasta los 6000 voltios. Dado que los equipos operan entre 250 y 4000 voltios, se requiere una transformación

de voltaje. El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo.

En el mercado existen diferentes tipos de transformadores con el objetivo de trabajar bajo las condiciones del campo y poder cumplir los requerimientos deseados por cada compañía. El tipo de transformador requerido depende del sistema de potencia primario y del voltaje requerido en superficie. Los tipos de transformadores que tenemos:

- **Transformador Reductor (SDT).** Se usa en caso de que la energía suministrada al sistema provenga de una línea de alta tensión. Este transformador reducirá el voltaje de la línea, al voltaje requerido a la entrada del controlador; si la energía proviene de generadores de potencia, éstos suministran directamente el voltaje requerido por el controlador de frecuencia o por el panel de control.
- **Transformador Elevador (SUT) – Autotransformador.** Incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente.

Estos transformadores son trifásicos y aumentan el voltaje desde un sistema de 480 voltios a rangos de 800 a 4000 voltios.

**2.2.1.4 Controlador de Frecuencia.** La flexibilidad del sistema de bombeo electrosumergible permite la aplicación de un controlador a frecuencia variable (VSD), el cual es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. Esto hace posible que sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación.

Comúnmente los rangos de operación se encuentran entre 30 y 90 Hertz; es conveniente considerar que la velocidad de la bomba es directamente proporcional

a la frecuencia de operación. El caudal entregado por la bomba de acuerdo a su velocidad puede ser controlado por simple variación de la frecuencia suministrada, teniendo en cuenta los límites de carga que puede soportar el motor. Entre los beneficios que presenta el variador de frecuencia esta el de aumentar la vida útil del equipo de fondo mediante un arranque y apagado lento y la opción de controlador automático de velocidad.

**2.2.1.5 Caja de Venteo ó de Conexiones Eléctricas.** Está localizado en la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Su función principal es proveer venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia, además que provee un punto de fácil acceso para hacer pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en el fondo; la caja de venteo es un punto de conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.

**2.2.2 Equipos de Fondo.** Los equipos e instalación típica de fondo de una unidad electrosumergible consiste de un motor eléctrico trifásico, un sello, una bomba centrífuga multi-etapa, un cable plano de extensión al motor, un cable de potencia, una válvula de drenaje y una válvula de retención.

**2.2.2.1 Motor Eléctrosumergible<sup>5</sup>.** Los principios básicos de diseño y operación de los motores utilizados en las B.E.S. son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie. Debido a que el motor B.E.S. debe ser instalado en el interior del casing, este debe tener una geometría adecuada.

Existen otras diferencias en el diseño y construcción del motor de la B.E.S y esto

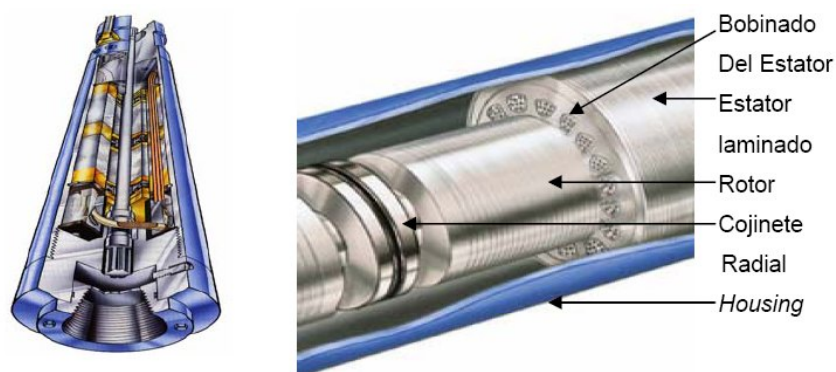
---

<sup>5</sup> MARTINEZ, ROBINSON D. Descripción, diseño y monitoreo e una unidad de bombeo electrosumergible.

depende también del ambiente en el cual opera el motor. Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electrosumergible son de dos polos, trifásicos, jaula de arcilla y de tipo inducción.

Los motores están diseñados de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado hacia el housing del motor. Los voltajes de diseño y operación de éstos motores pueden ser tan bajos como 230 voltios tan altos como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje pueden ir desde 17 hasta 110 amperios, la potencia requerida es alcanzada al alargar o incrementar la longitud del motor.

Figura 2.2. Motor sumergible y sus componentes básicos



Fuente: SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System

En un motor BES podemos identificar las siguientes partes:

- Estator
- Rotor
- Rotor Bearing
- Thrust Bearing
- Eje

- Pothead

- **Estator**

Figura 2.3. Estator



**Fuente:** SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Es la pieza del motor que genera el campo magnético al hacer circular corriente por su bobinado. Esta pieza está compuesta por un grupo de arreglos de electroimanes individuales, los cuales forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán hacia el centro. Utilizando un tubo metálico (housing), en su interior son colocados unos anillos o laminas perforadas. Por las láminas perforadas se hacen pasar los alambres que constituyen las bobinas del motor, dejando en el centro un espacio donde se colocará el rotor. Por la utilización de éstos motores en un lugar reducido (diámetro del revestimiento) las bobinas son alargadas.

- **Rotor**

Figura 2.4. Rotor



**Fuente:** SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Está compuesto por un eje donde se colocan pequeños rotores de 12 a 18 pulgadas de largo cada uno. Cada rotor está sostenido en sus extremos por una balinera, la cual soporta cualquier movimiento radial que pueda tener el rotor al girar. Por regla general, cada uno de estos rotores puede aportar determinada potencia Hp la cual varía de acuerdo al motor. De ésta forma, un motor típico de 200 Hp tiene 16 rotores de 12.5 HP cada uno. El conjunto descrito (eje y rotores) es colocado dentro del estator. Al circular la corriente por el estator, genera un campo magnético entre sus bobinas, el cual es cortado por el metal de los estatores generando un movimiento rotacional de éstos, es decir, el rotor rota simplemente por la atracción magnética y repulsión a medida que sus polos intentan seguir el campo eléctrico rotatorio generado por el estator. Este movimiento es transmitido hasta la bomba utilizando conectores (couplings) entre los ejes de los sellos y las bombas.

- **Rotor Bearing**

Figura 2.5. Rotor Bearing

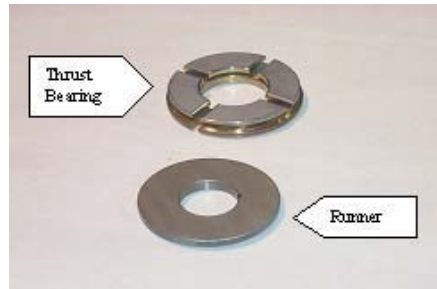


**Fuente:** SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Su función es brindar la capacidad de empuje radial y axial al motor. Tiene agujeros de flujo para facilitar la lubricación del motor.

- **Thrust Bearing**

Figura 2.6. Thrust bearing



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Se ubica en la parte superior del motor, y su función es soportar el empuje generado por todos los rotores.

- **Eje**

Figura 2.7. Eje



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

El eje del motor electrosumergible permite la circulación de aceite dieléctrico a través de él y del rotor bearing para asegurar la lubricación de sus partes móviles.

- **Pothead**

Figura 2.8. Pothead



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Este elemento permite conectar el motor de fondo, mediante el cable de potencia, a la potencia suministrada en superficie.

- **Housing**

Figura 2.9. Housing



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Este componente del motor contiene y evita que los elementos internos del motor entren en contacto con el fluido del pozo; esta hecho de acero al carbón.

**2.2.2.2 Sello protector.** El protector o sello se encuentra ubicado entre el Intake y el motor. Este elemento es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. Esta consiste en un ensamblaje compuesto por un conjunto de cámaras las cuales pueden ser de tipo laberinto o de tipo bolsa de expansión con un eje y un cojinete para soportar las cargas axiales que le transmite la bomba.

Los protectores se denominan de acuerdo a las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que éstos se conectan entre sí. Entre las denominaciones tenemos la “L” la cual se utiliza para cámara tipo laberinto y la “B” para cámaras tipo Bolsa. Las denominaciones en cuanto al tipo de conexión tenemos la “P” que significa en paralelo y la “S” que significa conexión en serie. En algunas ocasiones se encuentra también las letras “HL”, que indica que el protector tiene un cojinete de “alta carga”.

En las cámaras tipo laberinto se utiliza la diferencia entre la gravedad específica del fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, a pesar de que están en contacto directo ya que el protector está abierto a la sección de entrada a la bomba en su parte superior. El fluido del pozo es generalmente inmisible con el aceite del motor, por esta razón aunque haya un contacto directo no hay tendencia para contaminar el aceite del motor.

Hay sistemas en los que el sistema de laberinto no es aplicable. En casos donde el fluido del pozo es más liviano que el aceite del motor (aproximadamente 0.85), el aceite del motor iría al fondo de la cámara y sería desplazado rápidamente por el fluido del pozo, es decir, si la gravedad específica del fluido del pozo es muy cercana o menor a la gravedad específica del aceite del motor, éste tipo de protector no debería ser utilizado.

Los protectores de laberinto tampoco deben ser aplicados en pozos horizontales o altamente desviados. El diseño de la separación por gravedad requiere que la unidad esté en posición vertical, o casi vertical. Mientras mayor es el ángulo, menor será la capacidad de expansión de aceite. Cuando se hacen inspecciones en el campo de los equipos recuperados del pozo la inspección del protector tipo laberinto debe hacerse “antes” de que el protector sea acostado. Una vez que el protector ha sido puesto en posición horizontal la restricción del tubo “U” es removida y el fluido del pozo se puede distribuir en todas las cámaras.

Para aplicaciones donde las gravedades específicas del fluido del pozo y del aceite del motor son similares o en pozos demasiado desviados, se utilizan protectores de “sello positivo” o “bolsa” los cuales mantienen separados físicamente los dos fluidos. El material de esta bolsa es un elastómero de alta temperatura y alto rendimiento que puede resistir las severas condiciones típicas encontradas en los pozos de petróleo.

La bolsa mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite limpio del motor en el interior. Cuando el aceite del motor se expande o se contrae, la bolsa simplemente se infla o se contrae para adaptarse al cambio de volumen. El protector de sello positivo ofrece una gran ventaja por su flexibilidad y es útil en una amplia variedad de aplicaciones. Sin embargo, se debe tener cuidado en las aplicaciones de éste tipo de protectores en pozos con fluidos que contienen químicos o que son tratados continuamente con químicos. Como con cualquier elastómero que se aplica en el área petrolera, se debe tener en cuenta éste efecto para garantizar que el elastómero no será dañado por el fluido del pozo. Si el sello positivo se rompe, el motor puede ser contaminado fácilmente con el fluido del pozo.

Una conexión en serie es simplemente una cámara en línea después de la otra, al igual que las resistencias en un circuito eléctrico. Para que el fluido del pozo entre a la cámara inferior, este tiene que desplazar antes todo el aceite de la cámara superior. Cuando se tiene dos bolsas en serie, significa que la bolsa inferior es un sello redundante a la bolsa superior y esta allí como “seguro” adicional en caso de que la superior falle por alguna razón.

Con sistemas en serie no se incrementa la capacidad de expansión. Cuando se conectan dos bolsas en paralelo se duplica la capacidad volumétrica de expansión disponible. Esto es útil en los motores más grandes ya que tienen más aceite, donde la expansión y contracción puede exceder la capacidad volumétrica de una sola bolsa.

Entre las funciones del protector o sello tenemos:

- Proveer un sello y equilibrar las presiones interna y externa para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo, actuando también como un reservorio de aceite para el motor.
- Soportar la carga axial (empuje) desarrollada por la bomba.

- Transmitir el Torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través del eje del protector.

**2.2.2.3 Sección de Entrada a la Bomba o Intake.** Hay dos tipos básicos de intake, un intake estándar y un separador de gas. El separador de intake/gas se sujeta a la base de la bomba y a la cabeza del protector. La función de intake es proporcionar al fluido del pozo una trayectoria a la bomba.

La función del separador de gas es proporcionar una trayectoria para el líquido hacia la bomba pero también separa y quita el gas antes de que alcance la bomba. Cuando la presión del líquido se disminuye, el gas comienza a liberarse de la solución. El gas no es bueno para la bomba. Si hay demasiado gas, las burbujas afectan drásticamente el funcionamiento de la bomba desplazando el líquido y causándole a la bomba un bloqueo por gas, es decir, que la alta cantidad de gas, ha tomado demasiado volumen en las paletas del impeler y el líquido no puede ser levantado a superficie.

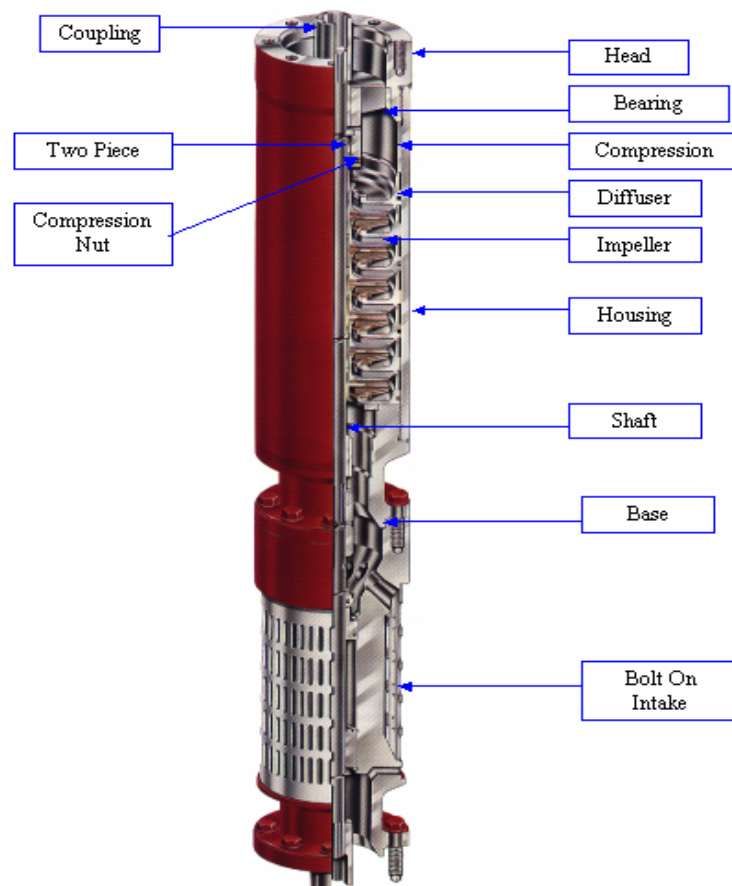
**2.2.2.4 Cable de Potencia.** Es uno de los componentes más importantes y sensible en el Sistema de B.E.S. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor y transmitir las señales de presión, temperatura, registradas por el sensor de fondo a la superficie. Éste cable debe ser pequeño (depende de la potencia requerida, puede ser No. 1, No. 2 ò No. 4) en diámetro, debe estar protegido de esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar sus propiedades en el fondo del pozo. En términos generales el cable está compuesto por tres elementos: Tres conductores en cobre, elemento aislante para cada conductor fabricado en caucho-polipropileno de alta rigidez dieléctrica, Una chaqueta protectora y un blindaje en acero galvanizado o inoxidable.

La selección del tipo de cable está basado principalmente sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones de espacio anular; el cable de

configuración redonda se usa cuando hay suficiente espacio anular y el cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular.

**2.2.2.5. Bomba Centrífuga.** Está conformada por un determinado número de etapas, cada etapa en sí permite bombear un caudal determinado por el diseño de la misma, el número de etapas va a depender de la necesidad de cabeza que se requiere levantar.

Figura 2.10. Partes Bomba centrífuga



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Las bombas electrosumergibles son centrífugas multietapas. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor y como el impulsor rota a gran velocidad éste le imparte una moción rotatoria al líquido. La moción impartida por el impeller al líquido es de dos tipos:

- RADIAL: Debido a los esfuerzos centrífugos y donde el líquido tenderá a ser desplazado desde el centro hacia los bordes del impulsor.
- Tangencial al diámetro exterior del impulsor.

La resultante de estas dos fuerzas es la dirección de flujo desarrollada por la bomba.

Las etapas se designan de acuerdo al punto de máxima eficiencia (BEP) en barriles por día a 60 Hz. Por ejemplo, la etapa DN 1750 está diseñada para producir 1750 BPD en su punto de máxima eficiencia. La letra "N" en el nombre de la bomba (DN 1750) indica que el material de las etapas es Ni-Resist, el cual es el material estándar del que se construyen los impulsores y difusores. La ausencia de la letra "N" en la denominación de la etapa indica que el material del impulsor es plástico.

Una bomba A1200 tiene impulsores de plástico (Ryton) y están diseñados para operar a máxima eficiencia aproximadamente cuando manejan un caudal de 1,200 BPD a 60 Hz. La bomba AN 1200 tiene la misma geometría y tendrá casi exactamente el mismo comportamiento, pero sus impulsores metálicos son de Ni-Resist. Los difusores son metálicos de Ni-Resist en los dos casos.

Esta nomenclatura es válida para las series: 338 (A), 400 (D), 540 (G), 562 (H) y 625 (J) pero no aplica en las bombas más grandes.

Las bombas M520, M675, N1500 y P2000 tienen etapas de Ni-Resist, aunque la letra "N" no aparece en el nombre. Adicionalmente, estas bombas no están clasificadas en "BPD" sino en "gpm". Esto se debe a que estas bombas se usan generalmente en sistemas de bombeo horizontal "HPS".

Por ejemplo, una M675 está diseñada para ser más eficiente alrededor de los 675 gpm (a 60 Hz).

Para aplicaciones especiales tales como ambientes extremadamente corrosivos, producción de fluidos con abrasivos o con problemas de asfáltenos o escamas, aleaciones y revestimientos especiales que mas adelante son mostrados.

Las bombas electrosumergibles se clasifican en:

- Según el tipo de fluido
- Según sus etapas
- **Según el tipo de flujo**

Pueden ser Radiales (Diseñada para flujos pequeños, el impeller descarga el flujo en dirección radial) o mixtas.

- **Según sus etapas**

**BOMBAS COMPRESORAS O DE ETAPAS FIJAS.** Son utilizadas a medida que el diámetro de la bomba aumenta alrededor de 6 pulgadas, los impulsores son asegurados en dirección radial y el empuje no es absorbido por la fricción del impulsor contra el difusor. Como resultado el cojinete del sello debe soportar el empuje de los impulsores y del eje de la bomba.

**BOMBAS CON ETAPAS FLOTANTES.** El impulsor puede flotar libremente sobre el eje y el empuje de cada impulsor es absorbido por unos cojinetes ubicados en el difusor. Por lo tanto el cojinete del sello únicamente debe absorber el empuje del eje de la bomba. La ventaja de éste diseño es que pueden colocarse numerosas etapas sin tener que ajustar los impulsores axialmente en el eje teniendo demasiado cuidado en el alineamiento.

Cuando el impulsor se opera a una capacidad mayor que la de diseño mostrará desgaste por empuje ascendente (“Upthrust Wear”) y cuando se opera la bomba a una capacidad menor que la de diseño se producirá desgaste por empuje descendente (“Downthrust Wear”). Por estas razones las bombas deben operarse en un cierto rango de capacidad para obtener unas condiciones óptimas de desgaste de los impulsores y del cojinete del sello, al operar la bomba en este rango el desgaste será minimizado.

La tasa de descarga de la bomba electrosumergible depende de la velocidad rotacional (RPM), el tamaño y el diseño del impulsor, el número de etapas, la cabeza dinámica contra la cual la bomba se opera y las propiedades físicas del fluido bombeado. La cabeza dinámica total de la bomba es el producto del número de etapas y la cabeza generada por cada etapa.

### **Configuración de la bomba**

Las bombas REDA vienen en diferentes configuraciones, la mayoría de ellas (especialmente las de diámetro menor) vienen como tipo sencillo - S, Tandem Central – CT. Otros tipos son Tandem Superior “Upper” – UT y Tandem Inferior “Lower” –LT.

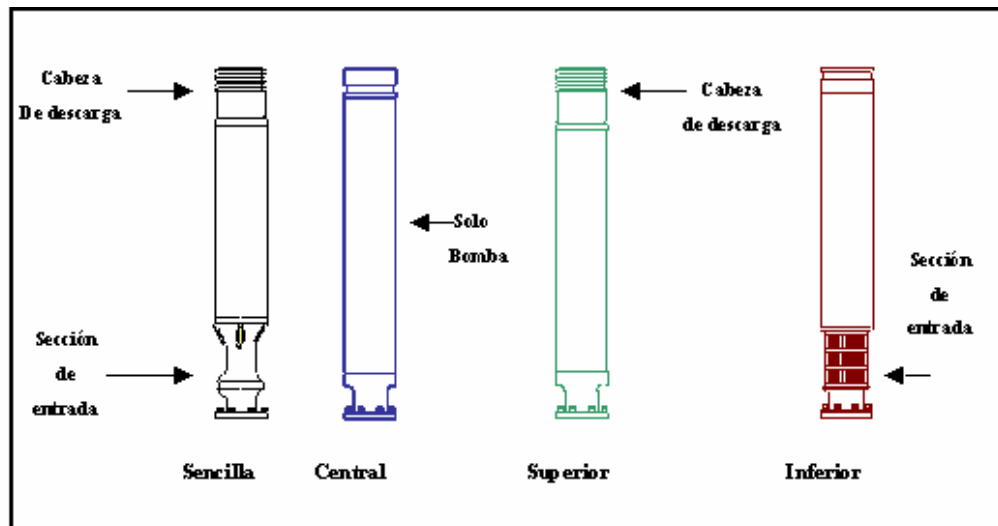
Una bomba single o tipo sencilla tiene una sección de entrada a la bomba (intake) y una cabeza de descarga intrínseca a la misma y no se puede adherir ninguna otra bomba al sistema.

Una bomba central tandem - CT, no tiene cabeza o descarga inherente y se le debe proporcionar de alguna manera otra bomba, y/o una sección de entrada y/o la cabeza de descarga.

Una bomba Upper Tandem – UT tiene una cabeza de descarga pero no tiene sección de entrada. Esta se puede colocar en el tope de otra bomba o de una sección de entrada.

Una bomba Lower Tandem – LT tiene sección de entrada integral pero no tiene cabeza de descarga, esta puede ir debajo de otra bomba o ser completada adicionando una cabeza de descarga.

Figura 2.11. Tipos de configuraciones de bombas.



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

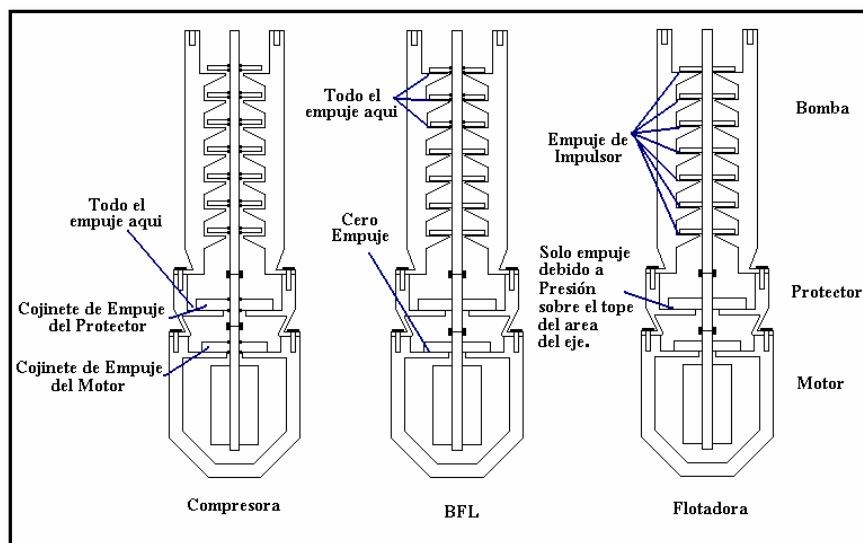
### Tipo de construcción de la bomba para el manejo de empuje

Con respecto a la forma en que se maneja el empuje generado en la bomba, La carga axial desarrollada por un impulsor depende del diseño mecánico e hidráulico de tal impulsor y del punto de operación de la bomba. Si la bomba opera a una rata mayor que la de diseño, se puede producir excesivo empuje ascendente o por el contrario cuando la bomba opera a una rata menor que la de diseño se puede presentar excesivo empuje descendente.

REDA cuenta con tres tipos básicos de construcción de bombas.

- o Construcción Flotante “FL”. Cada impulsor tiene libertad de moverse hacia arriba o abajo a través del eje, se puede decir que “flota” en el eje.
- o Tipo “BFL” construcción con los impulsores del fondo tipo flotante. Los impulsores superiores son del tipo compresión mientras los inferiores son del tipo flotante. Este es un diseño especial para eliminar todo el empuje descendente transmitido al protector.
- o Construcción tipo compresión “CR”. Cada impulsor está fijo al eje de forma rígida de modo que no puede moverse sin movimiento del eje. Todos los impulsores son comprimidos en conjunto conformando un solo cuerpo rígido, de esta forma si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, éste tratará de mover también al eje y al conjunto de todos los impulsores también.

Figura 2.12. Tipos de construcción de acuerdo al manejo de empuje



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

El impulsor tipo compresor, evita el movimiento sobre el eje, permaneciendo en un punto fijo en la etapa. De ésta manera todos los impulsores se tocan entre sí,

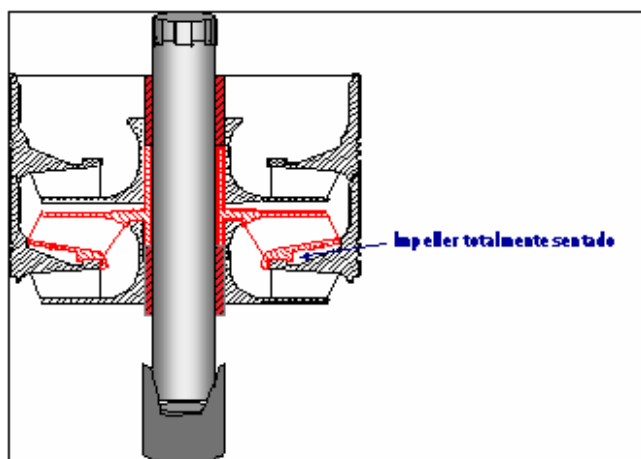
transmitiendo los empujes hidráulicos generados al eje, el cual a su vez lo transmite al cojinete del protector que lo debe soportar.

Para un impulsor de tipo compresor o balanceado, debe tenerse mucho cuidado, ya que durante el arranque se puede dañar el eje, debido al empuje axial producido por los impulsores.

### Acople entre bombas

Cuando se acoplan los equipos durante la instalación cada impulsor estará asentado sobre su difusor inferior debido a la gravedad. Existe cierto espacio libre o juego entre el extremo inferior del eje y el divisor del acople que se usa entre ejes de bombas, por lo que el eje puede deslizarse hacia abajo permitiendo que los impulsores giren asentados directamente sobre las arandelas de empuje descendente (downthrust washers) si estos están presentes, generando desgaste de la etapa por empuje descendente.

Figura 2.13. Etapa con impulsor totalmente asentado.



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

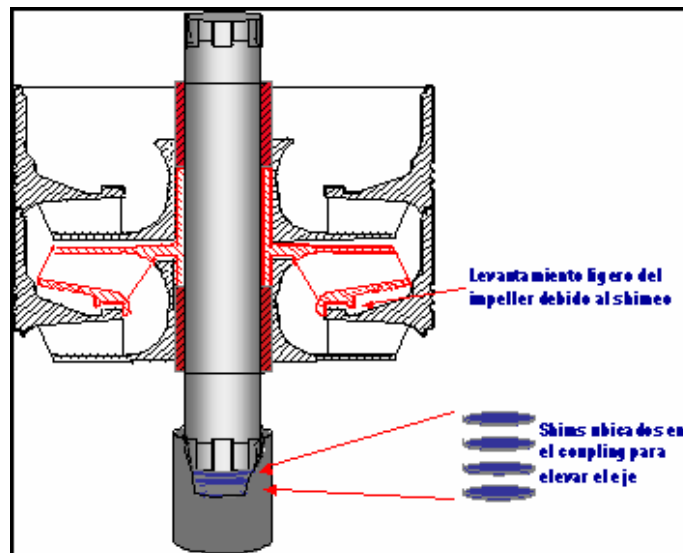
Cuando se instalan bombas de tipo compresión es necesario realizar un proceso de calibración de la posición del eje conocido como procedimiento de espaciado de campo "Fiel Spacing Procedure", mediante el cual se instalan

laminas metálicas (shims) en los acoples entre bomba – bomba y bomba – intake usando herramientas especiales.

Dependiendo del tipo de etapa de la bomba que se está instalando y de su ubicación en el conjunto (tandem superior, central ó inferior) para garantizar que en todos los casos el empuje sea transmitido al cojinete de carga del protector en algunos casos se requiere “levantar” el eje y por lo tanto los impulsores para evitar que estos se apoyen sobre los difusores inferiores; en otros se necesitan “levantar” el eje solamente la cantidad necesaria para que los impulsores topen las arandelas de empuje descendente pero en otros será necesario dejar un “juego” o permitir cierto deslizamiento del eje hacia abajo.

Cuando se instalan bombas serie 675 y más grandes, las cuales no tienen arandelas de empuje descendente, el eje es levantado de tal forma que los impulsores también se levantan y se despegan de los difusores inferiores.

Figura 2.14. Espaciamento de ejes de bombas serie 675 y mayores.



Fuente: SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Las bombas de serie 562 y más pequeñas tienen arandelas de empuje descendente. Cuando se hace el espaciamento de campo en estas bombas, no

se requiere levantar el eje, se colocan solamente la cantidad de láminas necesarias para asegurar que los extremos de los ejes estén a “tope”.

Cuando se instalan bombas tipo ARZ CR, con arandelas de empuje de rulon, se debe dejar una holgura de 1/64” entre el eje de la bomba inferior y el divisor del acople, de tal forma que el eje de la bomba caiga 1/64” y 1/32”. Los ejes de todas las bombas superiores se acoplan a “tope” con la bomba inferior.

La holgura o levantamiento requerido para cada tipo de bomba varía entre 1/16” y 1/64” y debe ser definido para el tipo específico de la bomba.

### **Especificación de la Bomba**

Existe una serie de parámetros que se deben tener en cuenta para especificar la bomba a usar. La especificación incluye códigos que resumen las características de la bomba.

Por ejemplo: **122-DN 3000 CR (UT-CT) ARZ-RA,**

Lo que significa en su orden:

No. de etapas: “122” en éste caso 61 etapas por bomba Serie: “D”, Serie 400, (OD = 4.0”)

Material del Impulsor: “N”, Ni-resistente

Tipo: “3000”, Caudal que maneja

Construcción: “CR”, Compresora

Tándem: “UT”, Tándem superior y central

Metalurgia: “RA”, Resistente a la corrosión

Etapas especiales: “ARZ”, Resistente a la abrasión.

Además la bomba consta de un número de serie que le asigna la compañía durante su ensamble.

### **3. METODOLOGIA DE ANALISIS CAUSA RAIZ (ACR)<sup>6</sup>.**

El principal objetivo de la metodología ACR de falla es identificar la causa primaria (o causas) que ocasiona una falla, además, que esta metodología es una respuesta adecuada y conforme al concepto de control de perdidas, teniendo en cuenta todos los eventos y sucesos que ocasionan disminución en la producción con el fin de implementar medidas de prevención que eliminen o minimicen su recurrencia.

La metodología de ACR comprende tres fases:

#### **3.1 FASE 1. ANALISIS DEL PROBLEMA**

La primera etapa del proceso esta enfocada a una identificación clara y rigurosa del problema (diferencia entre algo imaginado o deseado y lo que realmente esta sucediendo). Posteriormente, la definición del problema esta enfocada a identificar los síntomas de la falla, el equipo que fallo, la ubicación y el tipo de falla. El análisis del problema es esencial para el éxito de la eliminación del mismo.

#### **3.2 FASE 2. ANALISIS DE CAUSA RAIZ DEL PROBLEMA**

Búsqueda metodológica de la(s) causa(s) del problema. Esta fase se divide en tres etapas

- *Análisis de todas las causas posibles.* El objetivo de esta etapa es determinar tantas causas como sean posible del problema. El producto final

---

<sup>6</sup> RODRIGUEZ, MILTON J. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el campo Casabe.

de esta etapa es un listado de todas las causas posibles que puedan generar el problema identificado.

- *Validación de las causas posibles.* El propósito de la validación es determinar cual de todas las causas posibles tienen evidencias o hechos que la soporten. El objetivo es eliminar información no verificable o no lógicamente soportada e identificar las causas raíz más probable.
- *Identificación y verificación de la causa raíz.* Aquellas causas que concuerdan con la definición del problema y lo verifican se convierten en causa raíz. El propósito de la verificación, es mantener un enfoque basado en hechos y asegurar que las causas remanentes estén conectadas con el problema.

### **3.3 FASE TRES. DESARROLLO DE LA SOLUCION**

El objetivo es seleccionar la solución mas equilibrada al problema (una que elimina la causa sin crear problemas nuevos/peores). Esta fase esta dividida en tres etapas

- *Selección de criterios.* El objetivo es definir los factores específicos que deben ser satisfechos por la solución. Establecer claramente que es lo que se necesita solucionar y su grado de aceptación
- *Consideración de todas las posibles soluciones a la causa raíz.* El propósito de generar soluciones alternativas es asegurarse que se esta alcanzando mas ampliamente la solución problema. Esta etapa se enfoca en buscar soluciones desde otros puntos de vista.
- *Selección de la mejor solución.* La fase final en el proceso de solución de problemas operacionales es el desarrollo de la misma. El proceso de

seleccionar la mejor solución involucrada: especificar que es lo que se desea alcanzar, especificar los mínimos requisitos de la solución, evaluar y comparar los resultados y entender los riesgos y beneficios asociados con cada solución.

#### 4. ANALISIS DE FALLA EN SISTEMA BES EN EL CAMPO CANTAGALLO

El servicio a pozo es causado por desgaste o falla de las partes que componen el sistema BES instalado en el pozo, además de las paradas programadas o reacondicionamiento del pozo. El desgaste es debido a la vida útil media y el medio ambiente operativo al cual el equipo está expuesto en el pozo, las bombas de subsuelo y todas las partes móviles del sistema están sujetas al desgaste.

Los elementos en los que principalmente se presenta la falla son:

**BOMBA.** Las fallas en la bomba generalmente ocurren por producción de arena. Específicamente se observa:

- Desgaste de las etapas a causa de la producción de material abrasivo como la arena.
- Taponamiento de las etapas por depósito de arena.
- Rotura del eje, por mala operación al tratar de desbloquear la bomba cuando presenta una condición de “bomba pegada”.

**MOTOR ELECTRICO.** Las fallas en el motor ocurren habitualmente por falla eléctrica causada generalmente por:

- Insuficiente fluido en movimiento para refrigerar el motor. La velocidad recomendada del fluido del pozo debe ser de 1 ft/seg.
- Fallas en los equipos de superficie que controlan el motor eléctrico.

**CABLE DE POTENCIA.** Las fallas en los cables suceden por daño mecánico de su protección exterior causando corto eléctrico entre sus fases.

- Daño interior en los empalmes debido a la compresión o descompresión del pozo.
- Deformación debida a la sobre tensión del cable por mal manejo.
- Enroscamiento del cable.
- Ambientes a altas temperaturas.
- Selección equivocada de carga de amperaje en el cable.

#### 4.1 CAUSAS DE RETIRO DE EQUIPO DE FONDO DE BES EN EL AÑO 2006

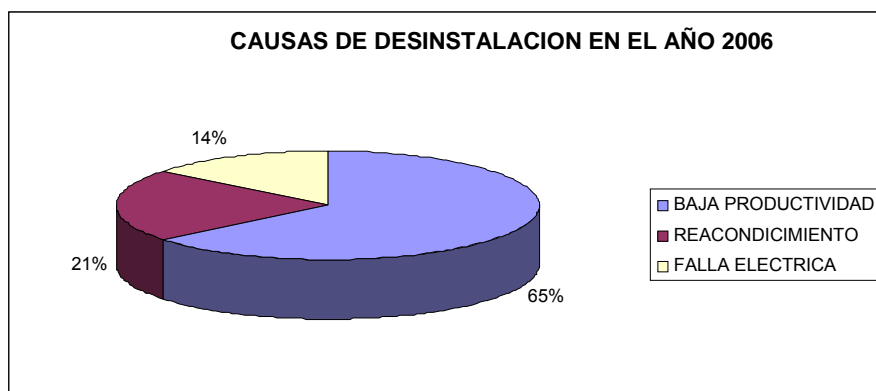
En el Campo Cantagallo las causas de desinstalación de los sistemas BES en el año 2006 se deben a un 65% por baja productividad, 21% por reacondicionamiento y un 14% por fallas eléctricas como se muestra en la **tabla 4.1** y **figura 4.1**.

Tabla 4.1. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2006

CAUSAS DESINSTALACION BES	CANTIDAD	PORCENTAJE
Baja Productividad	9	65%
Falla Eléctrica	2	14%
Reacondicionamiento	3	21%
TOTAL	14	100%

Fuente: ECOPETROL

Figura 4.1. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2006



Fuente: Autores basado en datos suministrados por ECOPETROL

#### 4.2 ANÁLISIS DE FALLA DEL SISTEMA BES EN EL AÑO 2006

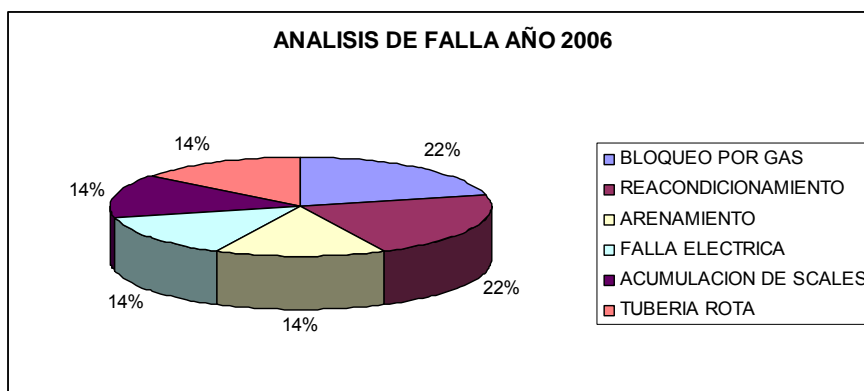
En el año 2006 se intervinieron 8 pozos debido a los problemas que se muestran en la **tabla 4.2** y **figura 4.2** los cuales en su totalidad demandaron 14 servicios a pozo.

Tabla 4.2. Análisis de falla del sistema BES en el año 2006

ANALISIS DE FALLA	CANTIDAD	PORCENTAJE
BLOQUEO POR GAS	3	22%
REACONDICIONAMIENTO	3	22%
ARENAMIENTO	2	14%
FALLA ELECTRICA	2	14%
ACUMULACION DE SCALES	2	14%
TUBERIA ROTA	2	14%
TOTAL	14	100%

Fuente: ECOPETROL

Figura 4.2. Análisis de falla del sistema BES en el año 2006



Fuente: Autores basado en datos suministrados por ECOPETROL

Con la anterior información se genera un índice de falla anual equivalente a un valor de 1.75 intervenciones a pozo/año, el cual es un valor superior al enunciado por la norma API RP59 (American Petroleum Institute) la cual es de 1,2 intervenciones a pozo/año. La relación anteriormente descrita se define por medio de la siguiente ecuación.

$$INDICE DE FALLA ANUAL = \frac{NUMERO DE INTERVENCIONES}{POZOS INTERVENIDOS}$$

Los valores mostrados anteriormente relacionan de forma general todas las fallas presentadas en los pozos con sistema BES en el campo Cantagallo en el año 2006. En este año se realizaron 14 intervenciones como se muestra en la **tabla 4.2** y el número de pozos intervenidos fue de 8 pozos, con estos valores se genera el Índice de Falla Anual para el año 2006.

$$INDICE DE FALLA ANUAL = \frac{14 INTERVENCIONES}{8 POZOS INTERVENIDOS} = 1.75 \frac{Intervenciones a pozo}{año}$$

### 4.3 CAUSAS DE RETIRO DE EQUIPO DE FONDO DE BES EN EL AÑO 2007

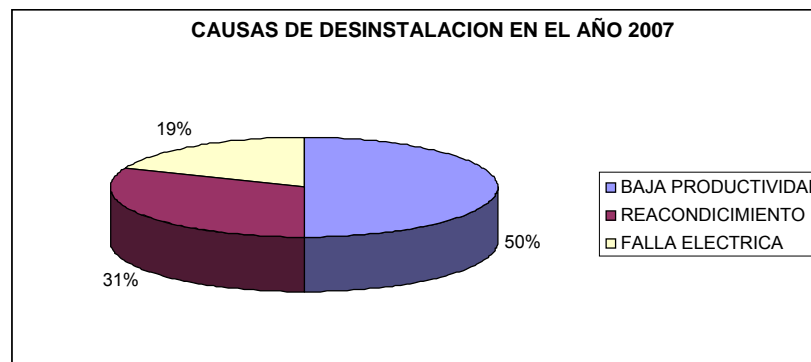
En el año 2007 las causas de desinstalación de los sistemas BES se deben a un 50% por baja productividad, 31% por reacondicionamiento y un 19% por fallas eléctricas como se muestra en la **tabla 4.3** y **figura 4.3**.

Tabla 4.3 Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2007

CAUSAS DESINSTALACION BES	CANTIDAD	PORCENTAJE
Baja Productividad	8	50%
Falla Eléctrica	3	19%
Reacondicionamiento	5	31%
TOTAL	16	100%

Fuente: ECOPELROL

Figura 4.3. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2007



Fuente: Autores basado en datos suministrados por ECOPELROL

### 4.4 ANÁLISIS DE FALLA DEL SISTEMA BES EN EL AÑO 2007

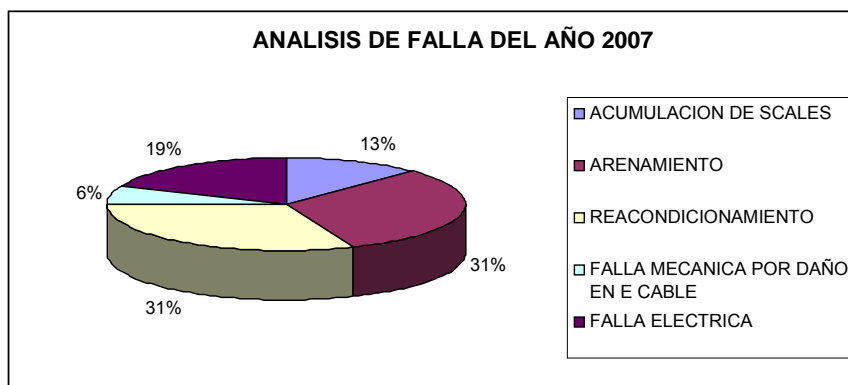
En este año se intervinieron 9 pozos debido a los problemas que se muestran en la **tabla 4.4** y **figura 4.4** los cuales en su totalidad demandaron 16 servicios a pozos.

Tabla 4.4. Análisis de falla del sistema BES en el año 2007

ANALISIS DE FALLA	CANTIDAD	PORCENTAJE
ACUMULACION DE SCALES	2	13%
ARENAMIENTO	5	31%
REACONDIONAMIENTO	5	31%
FALLA ELECTRICA	3	19%
FALLA MECANICA POR DAÑO EN EL CABLE MLE	1	6%
TOTAL	16	100%

Fuente: ECOPETROL

Figura 4.4. Análisis de falla del sistema BES en el año 2007



Fuente: Autores basado en datos suministrados por ECOPETROL

Con la información de la tabla 4.4 y el número de pozos intervenidos, que para este año fue de 9 pozos, se genera un índice de falla anual equivalente a un valor de 1.77 intervenciones a pozo/año. El índice de falla anual para este año, es también superior al enunciado por las normas API RP59 de 1,2 intervenciones a pozo/año.

$$INDICE DE FALLA ANUAL = \frac{16 \text{ INTERVENCIONES}}{9 \text{ POZOS INTERVENIDOS}} = 1.77 \frac{\text{Intervenciones a pozo}}{\text{año}}$$

#### 4.5 CAUSAS DE RETIRO DE EQUIPO DE FONDO DE BES EN EL AÑO 2008

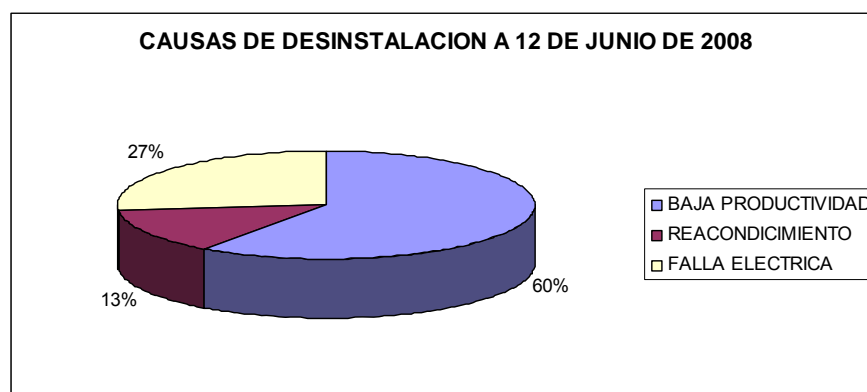
El análisis para este año se efectuó hasta 12 de junio del 2008, donde se observa que las causas de desinstalación de los sistemas BES en este periodo de estudio se debe a un 56% por baja productividad, 19% por reacondicionamiento y un 25% por fallas eléctricas como se muestra en la **tabla 4.5** y **figura 4.5**.

Tabla 4.5. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2008

CAUSAS DESINSTALACION BES	CANTIDAD	PORCENTAJE
Baja Productividad	9	60%
Falla Eléctrica	4	13%
Reacondicionamiento	2	27%
TOTAL	15	100%

Fuente: ECOPEPETROL

Figura 4.5. Causas de Desinstalación equipo de fondo de BES en el año 2008



Fuente: Autores basado en datos suministrados por ECOPEPETROL

#### 4.6 ANÁLISIS DE FALLA DEL SISTEMA BES EN EL AÑO 2008

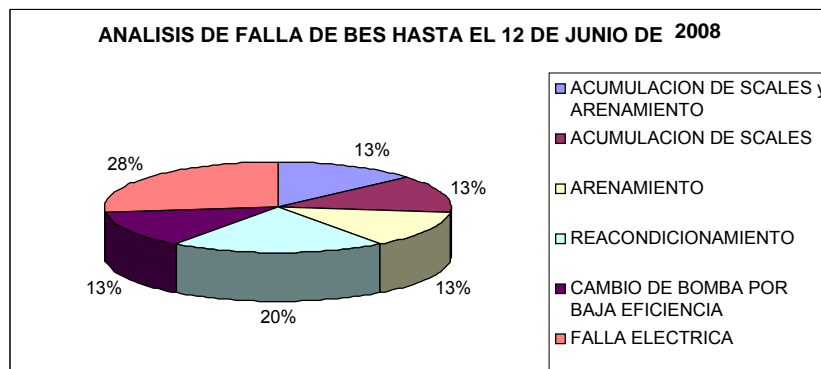
El análisis para este año se efectuó desde el 1 de enero hasta el 12 de junio del 2008. En este intervalo de tiempo se intervinieron 12 pozos debido a los problemas que se muestran en la **tabla 4.6** y **figura 4.6** los cuales en su totalidad demandaron 15 servicios a pozos.

Tabla 4.6. Análisis de falla del sistema BES en el año 2008

ANALISIS DE FALLA	CANTIDAD	PORCENTAJE
ACUMULACION DE SCALES Y ARENAMIENTO	2	13.33%
ARENAMIENTO	3	20%
ACUMULACION DE SCALES	2	13.33%
REACONDIONAMIENTO	2	13.33%
FALLA ELECTRICA	4	26.66%
CAMBIO DE BOMBA POR BAJA EFICIENCIA	2	13.33%
TOTAL	15	100%

Fuente: ECOPEPETROL

Figura 4.6. Análisis de falla del sistema BES en el año 2008



Fuente: Autores basado en datos suministrados por ECOPEPETROL

Con lo anterior se genera un índice de falla anual equivalente a un valor de 1.33 intervenciones a pozo/año; este índice es alto teniendo en cuenta que el análisis realizado se efectuó hasta 12 de junio del 2008 para un total de 162 días; al igual que los anteriores este valor es superior al enunciado por la normas internacionales API RP59 de 1,2 intervenciones a pozo/año.

### TIEMPO MEDIO DE FALLA (TMF)<sup>7</sup>

El tiempo medio de falla es una herramienta para determinar la criticidad de los pozos, este relaciona los días totales trabajados en relación al número de intervenciones, esta relación se representa mediante la siguiente ecuación.

<sup>7</sup> DIAZ, JAIME A. Y TASCO, JHON A. Aplicación de la Metodología Análisis Causa - Raíz (ACR) para la reducción de fallas en las bombas de subsuelo del sistema de Bombeo Mecánico en pozos críticos del campo La Cira – Infantas.

$$TIEMPO MEDIO DE FALLA = \Sigma \frac{NUMERO DE DIAS TOTALES TRABAJADOS}{NUMERO DE INTERVENCIONES + 1}$$

El tiempo medio de falla (**TMF**) de los pozos con sistema electrosumergible en el Campo Cantagallo se muestran en la **tabla 4.7**, en esta se describe el tiempo medio de falla; relacionando los días totales trabajados y el número de intervenciones de los pozos con sistema BES en el campo Cantagallo.

Tabla 4.7. Tiempo medio de falla de los pozos con BES

FRECUENCIA DE FALLAS Y TIEMPO DE FALLA DE LOS POZOS CON SISTEMA BES							
POZO	2006	2007	2008	TOTAL DIAS OPERANDO	SERVICIO POZO	TMF	OBSERVACIONES
	DIAS	DIAS	DIAS				
P 1	363	365	159	887	2	295.66	
P 2	360	365	162	887	1	443.5	
P 3	365	365	159	889	1	444.5	
P 4	359	365	160	884	2	294.66	
P 5	365	365	151	881	2	293.66	
P 6	364	365	162	891	1	445.5	
P 7	338	361	162	861	2	287	SISTEMA BES INSTALADO EL 25 DE ENERO DE 2006
P 8	287	365	162	814	0	814	SISTEMA BES INSTALADO EL 19 DE MARZO DE 2006
P 9	115	365	162	642	0	642	SISTEMA BES INSTALADO EL 7 DE SEPTIEMB. DE 2006
P 10	193	365	162	726	0	726	SISTEMA BES INSTALADO EL 21 DE JULIO DE 2006
P 11	188	365	158	711	1	355.5	SISTEMA BES INSTALADO EL 26 DE JULIO DE 2006
P 12	26	339	162	527	3	131.75	SISTEMA BES INSTALADO EL 5 DE DICIEMB. DE 2006
P 14		194	162	356	1	178	SISTEMA BES INSTALADO EL 12 DE JUNIO DE 2007
P 15		328	162	490	1	245	SISTEMA BES INSTALADO EL 6 DE FEBRERO DE 2007
P 17		337	159	496	1	248	SISTEMA BES INSTALADO EL 28 DE ENERO DE 2007
P 18		199	162	361	0	361	SISTEMA BES INSTALADO EL 15 DE JUNIO DE 2007
P 19		177	152	329	3	82.25	SISTEMA BES INSTALADO EL 21 DE JULIO DE 2007
P 21		115	160	275	2	91.66	SISTEMA BES INSTALADO EL 2 DE AGOSTO DE 2007

Fuente: Autores

Se debe tener en cuenta que para el cálculo del tiempo medio de falla en el año 2008 el análisis fue del 1 de Enero al 12 de Junio; es decir 162 días.

#### **4.7 ANALISIS DE POZOS**

El análisis detallado de los pozos se efectúa aplicando la metodología ACR (Análisis de Causa Raíz), la cual dará a conocer las causas por la cual este grupo de pozos reincide en fallas y arrojará soluciones y recomendaciones con el fin de disminuir o controlar el número de intervenciones, y a la vez mejorar la productividad de los pozos.

Para esto se procedió a estudiar los registros de trabajos realizados a pozo, historia de producción de los pozos, como también los reportes de reparación y mantenimiento de los sistemas BES instalados en el campo.

##### **4.7.1 Pozo P 1.**

Potencial del pozo = 440 bopd. TMF = 295.66

**Análisis del problema.** La historia del pozo P1 muestra una intervención en febrero de 2008 por baja productividad lo que representó pérdidas económicas por US\$339022 por concepto de pérdida de producción, costo equipo de workover, cuadrilla técnica y operacional, y cambio bomba de sistema BES.

Precio promedio por barril para el 2008 = US\$78

**Análisis de la causa raíz.** El pozo P1 muestra evidencia de que la causa de falla y cambio de bomba es por producción de arena la cual interfiere con el buen funcionamiento de la bomba del sistema BES.

##### **Sugerencias**

- Se recomienda implementar la malla para el control de sólidos. Esta sugerencia se hace en base a que este dispositivo fue implementado por

SLB en tres pozos del campo Casabe donde las intervenciones anuales a pozo disminuyeron de 3.2 intervenciones a pozo/año a 1.3 intervenciones a pozo/año; esto demuestra que la implementación de este dispositivo ha tenido buenos resultados, y por ende se propone debido a que el campo Casabe y el campo Cantagallo cuenta con características similares en cuanto a formaciones productoras.

- Seguir usando las Bombas tipo CR-ARZ. La combinación ARZ proporciona a la bomba mayor resistencia a la abrasión del equipo ya que la producción de sólidos es un agente abrasivo que disminuye la vida útil del equipo. En cuanto a la combinación tipo compresora (CR) se recomienda debido a que la producción de sólidos ocasiona un aumento en la vibración del equipo lo que conlleva al desgaste como también disminuye su vida útil. En la bomba tipo compresión CR, cada impulsor está fijo al eje de forma rígida de modo que no puede moverse sin movimiento del eje. Todos los impulsores son comprimidos en conjunto conformando un solo cuerpo rígido, de esta forma si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, éste tratará de mover al eje y al conjunto de todos los impulsores; en esta configuración el empuje es manejado en el cojinete de empuje del protector, el cual está lubricado con aceite limpio por lo que no es contaminado con el aceite producido el cual al tener presencia de sólidos produce desgaste del equipo<sup>8</sup>. Podemos agregar también que esta configuración es beneficiosa ya que tiene un mejor comportamiento por su configuración si se llegara a producir empuje descendente (DOWN THRUST) si la bomba trabaja con caudales menores al límite inferior de mejor eficiencia.

---

<sup>8</sup> CURSO BÁSICO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. Well Completions and Productivity. Artificial Lift. Schlumberger.

#### 4.7.2 Pozo P 4

Potencial del pozo = 432 bopd. TMF = 294.66

Los servicios realizados a este pozo se muestran en la **tabla 4.8**.

Tabla 4.8. Servicio a pozo P4

Pozo	No instal	Fecha Arranque	Fecha Desinstalac.	Run life	Status	Observaciones	Observaciones Teardown
P 4	1	13-oct-05	07-nov-06	390	1	Falla Eléctrica	Bajo Aislamiento - Cable contaminado
P 4	2	13-nov-06	04-feb-08	448	0	Baja Productividad	Acumulación de Scale en etapas
P 4	3	06-feb-08		253	0	<b>RUNNING</b>	

**Fuente:** Ecopetrol S.A. Reporte de servicios a pozos de sistema BES en campo Cantagallo.

**Análisis del problema.** La historia del pozo P4 muestra dos intervenciones, la primera se produjo en noviembre de 2006 debido a falla eléctrica, las pérdidas económicas en el 2006 por concepto de falla y servicio de pozo fueron de US\$483805. La segunda intervención se produce en febrero de 2008 por baja productividad que represento perdidas económicas por US\$535938 por concepto de perdidas de producción y cambio de bomba por US\$170000.

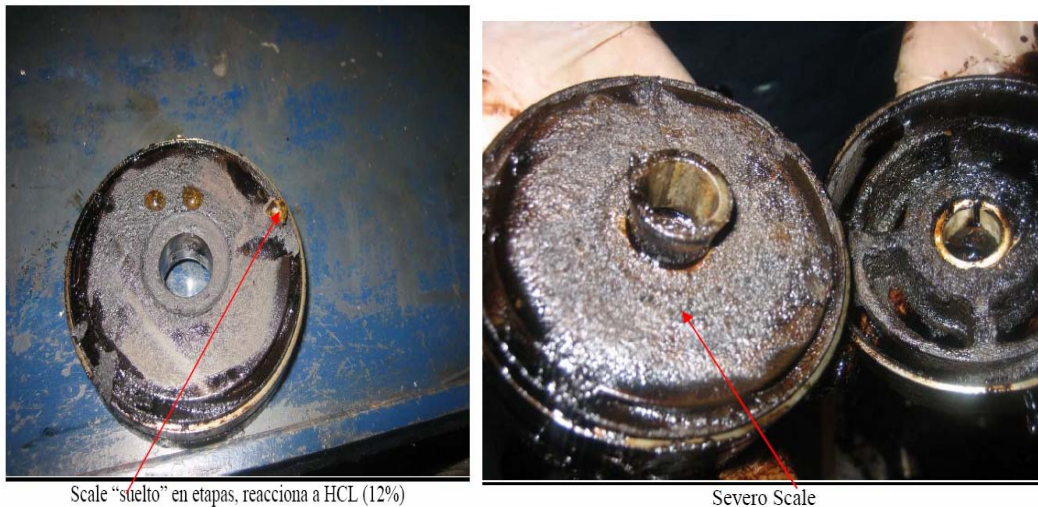
Precio promedio por barril para el 2006 = US\$39.654

Precio promedio por barril para el 2008 = US\$78

**Análisis de la causa raíz.** El pozo P4 en su primera intervención evidencia que la falla eléctrica se presenta por bajo aislamiento y contaminación del cable.

En la segunda intervención de este pozo por baja productividad se observa incrustaciones sueltas en las etapas de la bomba en gran cantidad, no muy adheridas a la superficie, lo que interfiere en el buen funcionamiento de la bomba BES, esto conlleva a que no alcance la productividad deseada para el pozo.

Figura 4.7. Scales en el sistema del pozo P 4



Fuente: Ecopetrol S.A. Informes de taller de mantenimiento de bombas de campo Cantagallo.

### Sugerencias

- Realizar un estudio para implantación de un método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones.
- En los trabajos programados como reacondicionamiento se debe dar un buen manejo al cable de potencia en el momento de su instalación.
- Colocar capas adicionales de cinta en el cable de potencia, lo cual suministrara mayor protección al cable<sup>9</sup>. Esto se muestra en el reporte de inspección #126 realizado por la compañía REDA-SLB para el equipo BES instalado en el pozo P4 del campo Cantagallo.

#### 4.7.3 Pozo P 7

Potencial del pozo = 432 bopd. TMF = 287

Los servicios realizados al pozo se muestran en la **tabla 4.9**

<sup>9</sup> REDA-SLB. Reporte de desarme e inspección #126 del equipo BES instalado en pozo P4 de campo Cantagallo.

Tabla 4.9. Servicios al pozo P 7

Pozo	No instal	Fecha Arranque	Fecha Desinstalac.	Run life	Status	Observaciones	Observaciones Teardown
P 7	1	25-ene-06	14-abr-06	79	0	Baja Productividad	Eje Partido – Arenamiento
P 7	2	16-may-06	13-jul-07	423	0	Baja Productividad	Acumulación de Scale en etapas
P 7	3	17-jul-07		457	0	<b>RUNNING</b>	

Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte de servicios a pozos de sistema BES en campo Cantagallo.

**Análisis del problema.** La historia del pozo P7 muestra dos intervenciones, la primera se produjo en abril del 2006 y la segunda en julio del 2007 y las dos intervenciones se realizaron por baja productividad del pozo.

Las pérdidas económicas en el 2007 ascendieron US\$800606 que representa las pérdidas de producción, cambio de bomba, equipo de Workover y cuadrilla técnica y operacional.

Precio promedio por barril para el 2007 = US\$66

**Análisis de la causa raíz.** El pozo P7 en su primera intervención por baja productividad se observa que la falla de la bomba del sistema BES se debe a:

- La bomba presenta problemas a causa de la presencia de arena.
- Eje roto. El eje se encontró roto por la producción de arena, ya que está atasco la bomba, bloqueo su giro y posteriormente se rompió el eje.

En la segunda intervención de este pozo por baja productividad se observa incrustaciones en la bomba, lo que interfiere en el buen funcionamiento de esta, y como resultado esto no se logra la eficiencia deseada del sistema BES.

## Sugerencias

- Se recomienda implementar la malla para el control de sólidos. Esta sugerencia se hace en base a que este dispositivo fue implementado SLB en tres pozos del campo Casabe donde las intervenciones anuales a pozo disminuyeron de 3.2 intervenciones a pozo/año a 1.3 intervenciones a pozo/año; esto demuestra que la implementación de este dispositivo ha tenido buenos resultados, y por ende se propone debido a que el campo Casabe y el campo Cantagallo cuenta con características similares en cuanto a formaciones productoras.
- Seguir usando las Bombas tipo CR-ARZ. La combinación ARZ proporciona a la bomba mayor resistencia a la abrasión del equipo ya que la producción de sólidos es un agente abrasivo que disminuye la vida útil del equipo. En cuanto a la combinación tipo compresora (CR) se recomienda debido a que la producción de sólidos ocasiona un aumento en la vibración del equipo lo que conlleva al desgaste como también disminuye su vida útil. En la bomba tipo compresión CR, cada impulsor está fijo al eje de forma rígida de modo que no puede moverse sin movimiento del eje. Todos los impulsores son comprimidos en conjunto conformando un solo cuerpo rígido, de esta forma si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, éste tratará de mover al eje y al conjunto de todos los impulsores; en esta configuración el empuje es manejado en el cojinete de empuje del protector, el cual está lubricado con aceite limpio por lo que no es contaminado con el aceite producido el cual al tener presencia de sólidos produce desgaste del equipo<sup>10</sup>. Podemos agregar también que esta configuración es beneficiosa ya que tiene un mejor comportamiento por su configuración si se llegara a producir empuje descendente (DOWN THRUST) si la bomba trabaja con caudales menores al límite inferior de mejor eficiencia.

---

<sup>10</sup> CURSO BÁSICO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. Well Completions and Productivity. Artificial Lift. Schlumberger.

- Realizar un estudio para implantación de un método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones.

#### 4.7.4 Pozo P 12

Potencial del pozo = 360 bopd. TMF = 131.75

Los servicios realizados al pozo se muestran en la **tabla 4.10**

Tabla 4.10. Servicios al pozo P12

Pozo	No instal	Fecha Arranque	Fecha Desinstalac.	Run life	Status	Observaciones	Observaciones Teardown
P 12	1	05-dic-06	30-mar-07	115	0	Reacondicionamiento	Recañoneo - Buenas Condiciones
P 12	2	07-abr-07	14-jul-07	98	1	Falla Eléctrica	Cable entorchado.
P 12	3	17-jul-07	24-sep-07	69	0	Reacondicionamiento	Recañoneo - Buenas Condiciones
P 12	4	09-oct-07		373	0	<b>RUNNING</b>	

**Fuente:** Ecopetrol S.A. Reporte de servicios a pozos de sistema BES en campo Cantagallo.

**Análisis del problema.** La historia del pozo P12 muestra tres intervenciones, en las cuales dos se deben a reacondicionamiento en las que se realiza recañoneo, en estas dos paradas el pozo presenta buenas condiciones. En julio del año 2007 se realiza una intervención debido a falla eléctrica lo que represento perdidas económicas por US\$329076 por disminución de producción.

**Análisis de la causa raíz.** En la falla eléctrica de este pozo se presenta después del reacondicionamiento, en el análisis se determina que el cable se encontraba entorchado.

## Sugerencias

En los trabajos programados como reacondicionamiento darle un buen manejo al cable de potencia a la hora de su instalación.

### 4.7.5 Pozo P 19

Potencial del pozo = 640 bopd. TMF = 82.25

Los servicios realizados al pozo se muestran en la **tabla 4.12**

Tabla 4.11. Servicios al pozo P 19

Pozo	No instal	Fecha Arranque	Fecha Desinstalac.	Run life	Status	Observaciones	Observaciones Teardown
P 19	1	21-jun-07	14-oct-07	115	0	Baja Productividad	Arenamiento
P 19	2	23-oct-07	15-dic-07	53	0	Baja Productividad	Arenamiento
P 19	3	22-dic-07	15-ene-08	24	1	Falla Eléctrica	Estator con una fase a tierra
P 19	3	25-ene-08		265	0	<b>RUNNING</b>	

Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte de servicios a pozos de sistema BES en campo Cantagallo.

**Análisis del problema.** La historia del pozo P19 muestra tres intervenciones, las dos primeras intervenciones se producen el 14 de octubre del 2007 y 15 de diciembre del mismo año debido a baja productividad del pozo. Las pérdidas económicas a causa de baja productividad por problemas de arenamiento fueron de US\$1310496. Precio promedio por barril para el 2007 = US\$66

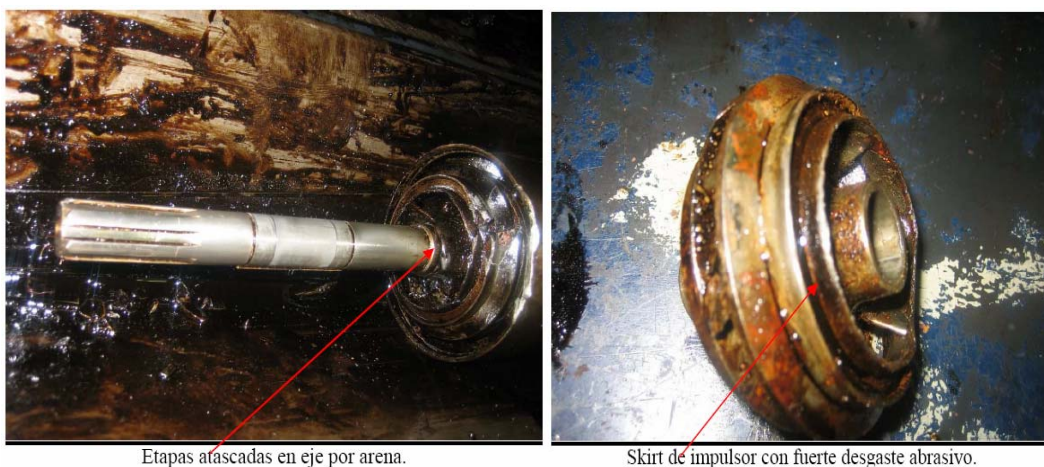
La tercera intervención de este pozo se realizó el 15 de enero de 2008 por falla eléctrica.

**Análisis de la causa raíz.** En las dos primeras intervenciones del pozo P19 por baja productividad se determina que es a causa de problemas de arena. La bomba

muestra abrasión fuerte en Hubs, Skirts y en cojinetes ARZ. A causa de la arena hay etapas trabadas en eje, giro con arrastre.

La tercera intervención por falla eléctrica se observa estator con una fase a tierra, se presenta una perdida interna de aislamiento de una bobina, sin embargo la resistencia de las bobinas se encuentra balanceada.

Figura 4.8. Presencia de arena



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Informes de taller de mantenimiento de bombas de campo Cantagallo.

## Sugerencias

- Se recomienda implementar la malla para el control de sólidos. Esta sugerencia se hace en base a que este dispositivo fue implementado por SLB en tres pozos del campo Casabe donde las intervenciones anuales a pozo disminuyeron de 3.2 intervenciones a pozo/año a 1.3 intervenciones a pozo/año; esto demuestra que la implementación de este dispositivo ha tenido buenos resultados, y por ende se propone debido a que el campo Casabe y el campo Cantagallo cuenta con características similares en cuanto a formaciones productoras.

- Seguir usando las Bombas tipo CR-ARZ. La combinación ARZ proporciona a la bomba mayor resistencia a la abrasión del equipo ya que la producción de sólidos es un agente abrasivo que disminuye la vida útil del equipo. En cuanto a la combinación tipo compresora (CR) se recomienda debido a que la producción de sólidos ocasiona un aumento en la vibración del equipo lo que conlleva al desgaste como también disminuye su vida útil. En la bomba tipo compresión CR, cada impulsor está fijo al eje de forma rígida de modo que no puede moverse sin movimiento del eje. Todos los impulsores son comprimidos en conjunto conformando un solo cuerpo rígido, de esta forma si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, éste tratará de mover al eje y al conjunto de todos los impulsores; en esta configuración el empuje es manejado en el cojinete de empuje del protector, el cual esta lubricado con aceite limpio por lo que no es contaminado con el aceite producido el cual al tener presencia de sólidos produce desgaste del equipo<sup>11</sup>. Podemos agregar también que esta configuración es beneficiosa ya que tiene un mejor comportamiento por su configuración si se llegara a producir empuje descendente (DOWN THRUST) si la bomba trabaja con caudales menores al limite inferior de mejor eficiencia.

#### **4.7.6 Pozo P 21**

Potencial del pozo = 220 bopd. TMF = 275

Los servicios realizados al pozo se muestran en la **tabla 4.12**

---

<sup>11</sup> CURSO BÁSICO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. Well Completions and Productivity. Artificial Lift. Schlumberger.

Tabla 4.12. Servicios al pozo P21

Pozo	No instal	Fecha Arranque	Fecha Desinstalac.	Run life	Status	Observaciones	Observaciones Teardown
P 21	1	02-ago-07	08-ago-07	6	1	Falla Eléctrica	Pothed / Error humano en la instalación
P 21	2	13-sep-07	11-ene-08	120	1	Falla Eléctrica	Bajo aislamiento / Empalme MLE
P 21	1	13-ene-08		277	0	<b>RUNNING</b>	

Fuente: Ecopetrol S.A. Reporte de servicios a pozos de sistema BES en campo Cantagallo.

**Análisis del problema.** La historia del pozo P21 muestra dos intervenciones por falla eléctrica. En enero del 2008 se dejó de producir 2577bopd que equivalen a US\$201006 debido a la falla eléctrica.

Precio promedio por barril para el 2008 = US\$78.

**Análisis de la causa raíz.** En la primera intervención de este pozo se determino que la falla eléctrica es causa de error humano a la hora de instalar el sistema BES en el pozo.

La segunda intervención del este pozo se observa bajo aislamiento.

### Sugerencias.

- En los trabajos programados se debe dar un buen manejo al cable de potencia a la hora de su instalación.
- Minimizar el número de empalmes.
- Se recomienda colocar capas adicionales de cinta en el cable de potencia, la cinta suministrara mayor protección al cable<sup>12</sup>. Esto se evidencia en el reporte de inspección #142 realizado por la compañía REDA-SLB para el equipo BES instalado en el pozo P21 del campo Cantagallo.

<sup>12</sup> REDA-SLB. Reporte de desarme e inspeccion #126 del equipo BES.

## 5. ANALISIS ECONOMICO

En este capítulo se mostrarán los costos de desarrollo de las recomendaciones sugeridas los cuales son principalmente de capital e incluyen la inversión, servicio a pozo y costos de operación.

La inversión se refiere al desembolso para la compra de la malla de control de sólidos. El servicio a pozo incluye los costos requeridos para la instalación de la malla como son los costos de cuadrilla y equipo Workover.

Los costos de operación son los costos asociados a la producción de cada barril de petróleo que en este caso son de US\$12/barril de petróleo producido.

Los valores utilizados para el análisis económico son mostrados en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Precios para el año 2008

DESCRIPCION	COSTO US\$
MALLA CONTROL SOLIDOS (costo/ft)	433.6
EQUIPO WORKOVER (Día)	10000
CUADRILLA TECNICO Y OPERACIONAL	20000
COSTO/BARRIL PRODUCIDO	12

Fuente: ECOPEPETROL

El precio por barril petróleo a utilizar es de US\$40. Precio tomado para el 2009

### 5.1 ANALISIS ECONOMICO DE POZO P 1

Los costos totales para implementar la malla para el control de sólidos se muestran en la tabla 5.2.

En este pozo se requiere de 460 ft de malla que equivale al total de intervalo cañoneado.

Tabla 5.2. Costos totales para implementar malla en pozo P 1

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
MALLA CONTROL DE SOLIDOS (460ft)	199456
CUADRILLA TECNICO Y OPERACIONAL	20000
WORKOVER	30000
<b>TOTAL INVERSION</b>	<b>249456</b>

Fuente: ECOPEPETROL

En el 2008 las pérdidas económicas en el pozo P1 por problemas de arenamiento ascienden a US\$475248 como se muestra en la tabla 5.3. La producción diferida por este problema fue de 4928bls de aceite lo que represento perdidas de económicas por US\$325248.

$$P.E.N. = PRODUCCION DIFERIDA * [PRECIO BARRIL DE OIL - C.P.B]$$

Donde:

P.E.N. = Perdidas económicas netas por perdida de producción en US\$.

Producción diferida = 4928bls de Oil.

Precio Barril de Oil= Precio promedio por barril para el 2008 = US\$78.

C.P.B = costo asociado a la producción por cada barril=US\$12.

$$P.E.N. = 4928bls\ oil * [US\$78/bls\ de\ oil - US\$12/bls\ de\ oil]$$

P.E.N.= US\$325248

Tabla 5.3. Perdidas por problemas de arenamiento en el pozo P1

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
PERDIDAS DE PRODUCCION	325248
BOMBA DE SUBSUELO	100000
EQUIPO WORKOVER	30000
CUADRILLA TECNICO Y OPERACIONAL	20000
<b>TOTAL</b>	<b>475248</b>

Fuente: Datos de estudio

Al realizar la inversión en este pozo, las ganancias netas asociadas a la mitigación de fallas por problemas de arenamiento es de **US\$137984**, que representan 4928 bls de aceite diferidos por el problema de arenamiento.

Ganancia neta=(4928bls de oil)\*(Precio barril de aceite – C.P.B)

El Precio por barril de aceite para el calculo es de US\$40/bls que es el valor asumido para el año 2009.

Ganancia neta = (4928bls de oil)\*(US\$40/bls - US\$12 /bls) =US\$137984.

### **Valor Presente Neto “VPN”**

Es la ganancia que obtiene el proyecto después de haber recuperado la inversión. Valor presente egresos = US \$249456, se toma el valor absoluto de la inversión, el cual es el único flujo de egreso, la tasa de descuento que se utilizo para la evaluación de los pozos analizados fue del 12% el cual es el valor manejado por ECOPETROL.

VPN =  $\sum$  INGRESOS -  $\sum$  EGRESOS

$$VPN = \frac{F}{(1+i)^n}$$

$$VPN = \frac{137984}{(1+0.12)^1} + \frac{137984}{(1+0.12)^2} + \frac{137984}{(1+0.12)^3} + \frac{137984}{(1+0.12)^4} + \frac{137984}{(1+0.12)^5} - \frac{249456}{(1+0.12)^0}$$

**VPN = US \$ 247858,9**

Esto significa que el proyecto es atractivo financieramente puesto que el dinero invertido se recupera en un tiempo de cinco años y la ganancia adicional que deja es de US \$247858,64 anual.

El VPN es mayor que cero, esto indica que el proyecto es viable.

### Tasa Interna De Retorno “TIR”

Es la rentabilidad que obtiene los dineros invertidos en el proyecto.

$$VPN = -I + \frac{F}{(1 + TIR)^n} = 0$$

$$VPN = -249456 + \frac{440344}{(1 + TIR)^5} = 0$$

**TIR = 12.036% anual**

La rentabilidad sobre la inversión del proyecto es del 12,036% anual. Esto significa que el proyecto es viable financieramente ya que el TIR obtenido es mayor al 12% de rendimiento que es el valor manejado por ECOPETROL para proyectos de inversión.

### 5.2 ANALISIS ECONOMICO DE POZO P 7

Los costos totales para implementar la malla para el control de sólidos se muestran en la tabla 5.3.

En este pozo se requiere de 615 ft de malla que equivale al total de intervalo cañoneado.

Tabla 5.4. Costos totales para implementar malla en pozo P 7

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
MALLA CONTROL DE SOLIDOS (615ft)	266664
CUADRILLA TÉCNICA Y OPERACIONAL	20000
WORKOVER	30000
<b>TOTAL INVERSION</b>	<b>316664</b>

Fuente: ECOPETROL

Las pérdidas económicas en el pozo P7 por problemas de arenamiento ascienden a US\$665249 como se muestra en la tabla 5.5. La producción diferida por este

problema fue de 14078bbls de aceite lo que represento perdidas de económicas por US\$558249.

Tabla 5.5. Perdidas por problemas de arenamiento en el pozo P 7

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
PERDIDAS DE PRODUCCION	558249
BOMBA DE SUBSUELO	65000
EQUIPO WORKOVER	28000
CUADRILLA TECNICO Y OPERACIONAL	14000
TOTAL	665249

Fuente: ECOPEPETROL

Al realizar la inversión en este pozo, las ganancias netas asociadas a la mitigación de fallas por problemas de arenamiento es de **US\$394184**, que representan 14078bbls de aceite diferidos por el problema de arenamiento.

Ganancia neta = (14078bbls de oil)\*(US\$40/bbls - US\$12 /bbls).

**Ganancia neta = US\$394184**

**Valor Presente Neto “VPN”**

$$VPN = \frac{F}{(1+i)^n}$$

$$VPN = \frac{394184}{(1+0.12)^1} + \frac{394184}{(1+0.12)^2} + \frac{394184}{(1+0.12)^3} + \frac{394184}{(1+0.12)^4} + \frac{394184}{(1+0.12)^5} - \frac{316664}{(1+0.12)^0}$$

**VPN = US \$ 1104281,1**

Esto significa que el proyecto es atractivo financieramente puesto que el dinero invertido se recupera en un tiempo de cinco años y la ganancia adicional que deja es de US \$1104281,1 anual.

### Tasa Interna De Retorno “TIR”

$$VPN = -I + \frac{F}{(1 + TIR)^n} = 0$$

$$VPN = -316664 + \frac{1654256}{(1 + TIR)^5} = 0$$

**TIR = 39,18% anual**

La rentabilidad sobre la inversión del proyecto es del 39.18% anual. Esto significa que el proyecto es viable financieramente ya que el TIR obtenido es superior al 12% de rendimiento que es el valor manejado por ECOPETROL para proyectos de inversión.

### 5.3 ANALISIS ECONOMICO DEL POZO P 19

Los costos totales para implementar la malla para el control de sólidos se muestran en la tabla 5.4.

En este pozo se requiere de 355 ft de malla que equivale al total de intervalo cañoneado.

Tabla 5.6. Costos totales para implementar malla en pozo P 19

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
MALLA CONTROL DE SOLIDOS (355ft)	153928
CUADRILLA TECNICO Y OPERACIONAL	20000
WORKOVER	30000
<b>TOTAL INVERSION</b>	<b>203928</b>

Fuente: ECOPETROL

Las pérdidas económicas en el pozo P19 por problemas de arenamiento ascienden a US\$1407796 como se muestra en la tabla 5.5. La producción diferida por este problema fue de 22774bbls de aceite lo que represento perdidas económicas en el año 2007 por US\$1229796 con un precio promedio por barril de petróleo de US\$66 para este 2007.

Tabla 5.7. Perdidas por problemas de arenamiento en el pozo P19.

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
PERDIDAS DE PRODUCCION	1229796
EQUIPO WORKOVER	144000
CUADRILLA TECNICO Y OPERACIONAL	34000
TOTAL	1407796

Fuente: ECOPETROL

Al realizar la inversión en este pozo, las ganancias netas asociadas a la mitigación de fallas por problemas de arenamiento es de **US\$637672**, que representan 22774bls de aceite diferidos por el problema de arenamiento.

Ganancia neta = (22774bls de oil)\*(US\$40/bls - US\$12 /bls).

**Ganancia neta = US\$637672**

#### Valor Presente Neto “VPN”

$$VPN = \frac{F}{(1+i)^n}$$

$$VPN = \frac{637672}{(1+0.12)^1} + \frac{637672}{(1+0.12)^2} + \frac{637672}{(1+0.12)^3} + \frac{637672}{(1+0.12)^4} + \frac{637672}{(1+0.12)^5} - \frac{203928}{(1+0.12)^0}$$

$$VPN = \text{US \$ 2.094.736,851}$$

Esto significa que el proyecto es atractivo financieramente puesto que el dinero invertido se recupera en un tiempo de cinco años y la ganancia adicional que deja es de US \$2.094.736,851anual.

#### Tasa Interna De Retorno “TIR”

$$VPN = -I + \frac{F}{(1+TIR)^n} = 0$$

$$VPN = -203928 + \frac{2984432}{(1 + TIR)^5} = 0$$

**TIR = 71% anual**

La rentabilidad sobre la inversión del proyecto es del 71% anual. La rentabilidad sobre la inversión del proyecto es del 71% anual. Esto significa que el proyecto es viable financieramente ya que el TIR obtenido es muy superior al 12% de rendimiento que es el valor manejado por ECOPEPETROL para proyectos de inversión.

### **EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LOS TRABAJOS DE ANALISIS DE FALLA EN LOS POZOS P1, Y P7 Y P19 DEL CAMPO CANTAGALLO.**

#### **Cálculo del Retorno de la Inversión (ROI).**

$$ROI = \frac{Ganancia\ incremental - Inversion}{Inversion}$$

Tabla 5.8. Factibilidad de la implementación de la malla del control de sólidos Campo Cantagallo

<b>POZO</b>	<b>COSTOS (US\$)</b>	<b>GANANCIAS (US\$)</b>	<b>ROI</b>
P1	249456	137984	-0.44
P7	316664	563120	0.77
P19	203928	910960	3.46
<b>TOTAL</b>	<b>770048</b>	<b>1612040</b>	<b>1.0928</b>

**La Ganancia Incremental** se obtiene como el producto de los barriles incrementales y el valor en dólares de 1 barril de crudo que para efectos del cálculo se consideró en 40 US\$.

**El Costo del Trabajo.** Para nuestro caso se refiere al costo de la malla de control de sólidos, Cuadrilla técnica y de operación, equipo de workover.

Esta evaluación se basa en el artículo publicado **SPE 71542** en el cual para los casos de estudio se extrapolan las ganancias obtenidas de algunos meses en relación a las posibles ganancias que se obtendrían durante un año de

producción, para la evaluación económica de los pozos P1, P7 y P19 se tiene en cuenta las ganancias que se han tenido durante el tiempo de producción del pozo luego de la implementación de la malla de Control de Sólidos.

La tabla 5.8 muestra que el Retorno de la Inversión (ROI) del proyecto (total de los tres pozos) es positivo a la fecha del análisis económico, de tal forma se puede afirmar que por cada dólar invertido en los tres pozos se están ganando US\$1.0928. Los trabajos mostrarán un ROI positivo con el transcurrir del tiempo.

## CONCLUSIONES

- La metodología de análisis de causa raíz es una herramienta de trabajo organizada, que ayuda al ingeniero de Control de Producción a identificar en forma certera, las causas de los problemas existentes en los pozos del Campo Cantagallo, permitiendo desarrollar acciones que atacan directamente el problema y evitan las fallas repetitivas.
- El análisis de falla permitió identificar elementos fallantes con el objetivo de ser reemplazados en futuras instalaciones; para los pozos de Cantagallo. La implementación de estos análisis permitirá incrementar los tiempos de vida y corrida de los sistemas BES presentes en el Campo Cantagallo.
- El pozo P 19 presenta el mayor números de fallas por problemas arenamiento y el tiempo medio de falla más crítico de un 82.25
- El 43% de las causas asociados a la baja productividad son consecuencia del problema de arenamiento.
- Como resultado del análisis se determina que el 58% de retiro de equipos de fondo es debido a baja productividad.
- La ejecución de este proyecto contribuye a mejorar la productividad e incrementar las ganancias y disminuir costos por mantenimiento y servicios prestados a cada pozo.
- La inversión que requiere el proyecto es viable ya que al calcular el TIR y ROI se observa que se obtendrán ganancias.

## RECOMENDACIONES

- Generar de manera continua información de los pozos como son informes de servicio a pozos, historia de producción, reportes de reparación y mantenimiento, etc. y así poder tener la mayor cantidad de información y evidencias posibles de cada pozo para mejores respuesta ante cualquier eventualidad que afecte el buen funcionamiento de los sistemas BES instalados en el campo Cantagallo.
- Realizar el estudio de implementación de uso de inhibidor para mitigar la formación de scales en los equipos de bombeo electrosumergible en el Campo cantagallo.
- En los pozos con problema de arenamiento implementar mallas para control de sólidos y seguir usando las bombas con la configuración CR-ARZ
- En los trabajos programados se debe dar buen manejo al cable de potencia en el momento de la instalación del equipo de fondo. Como también colocar capas adicionales de cinta en el cable para mayor protección..
- Tener en cuenta las sugerencias dadas para cada pozo analizado.

## BIBLIOGRAFÍA

CURSO BÁSICO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. Well Completions and Productivity. Artificial Lift. Schlumberger. Oct 13 de 2004.

DATOS DE PRODUCCIÓN TOMADOS DE LA RED INTERNA DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO.

RODRIGUEZ, JOSE M. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2005.

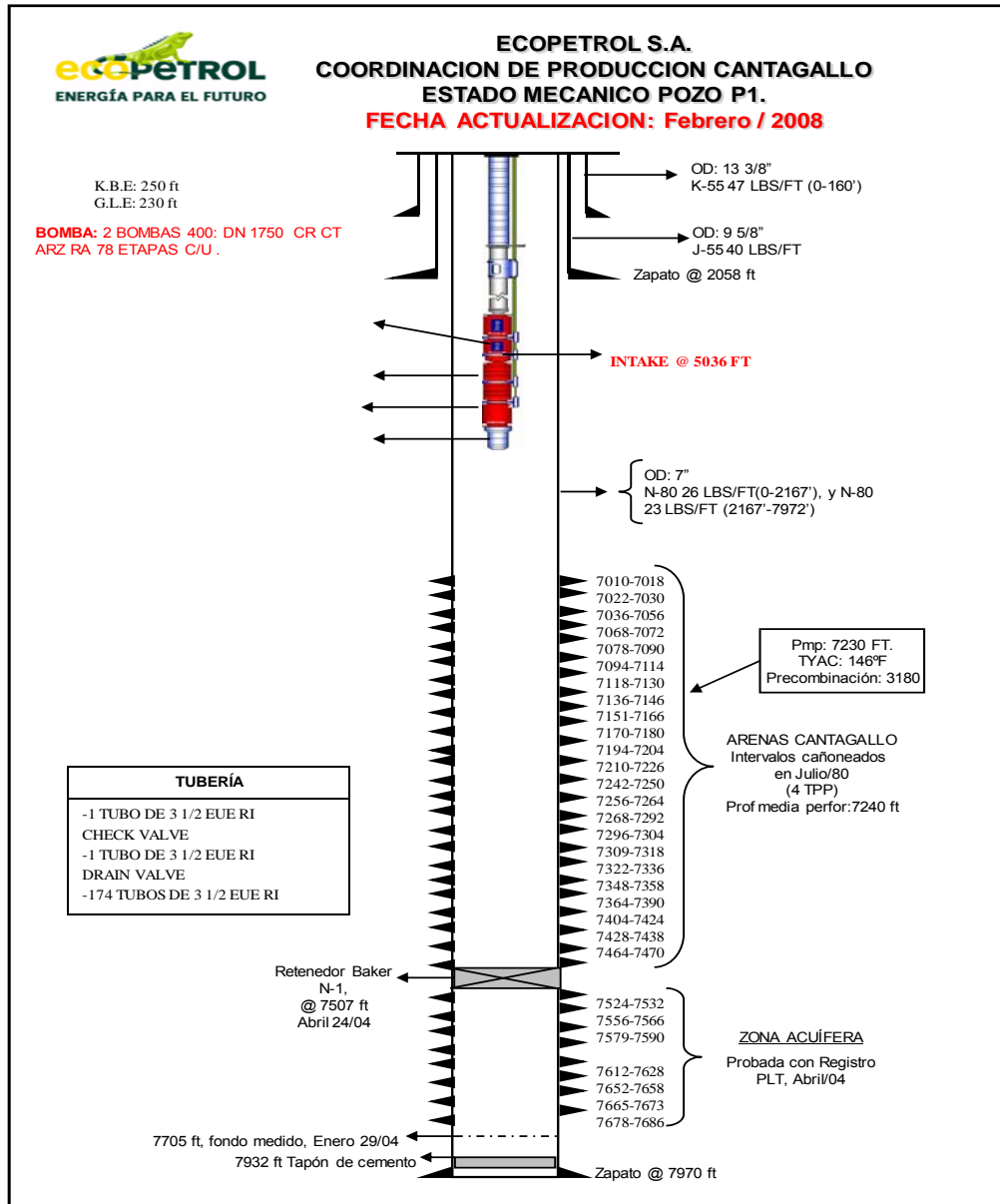
DIAZ, JAIME A. Y TASCO, JOHN A. Aplicación de la metodología Análisis Causa – Raíz para la reducción de fallas en la bomba de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en pozos críticos del Campo las Cira - Infantas. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007.

PERTUZ, GUSTAVO A. Evaluación técnico – económica de la utilización de bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial en los campos de la superintendencia de operaciones Orito de Ecopetrol S.A. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

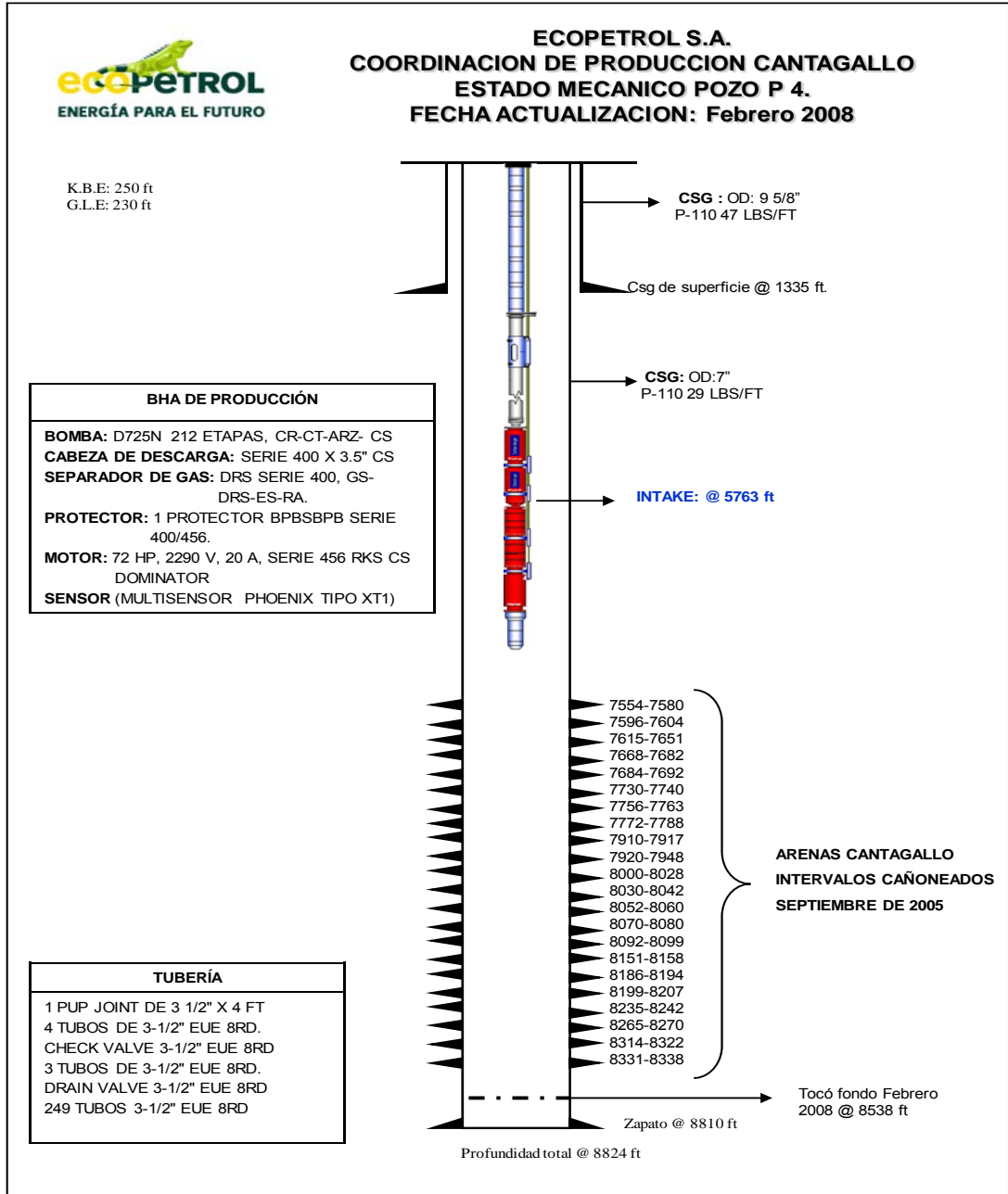
FLOREZ, CAMILO A. Y SIERRA, CANDIDO M. Evaluación del cambio de bombeo mecánico y bombeo electrosumergible en 6 pozos del Campo Cantagallo. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

## **ANEXOS**

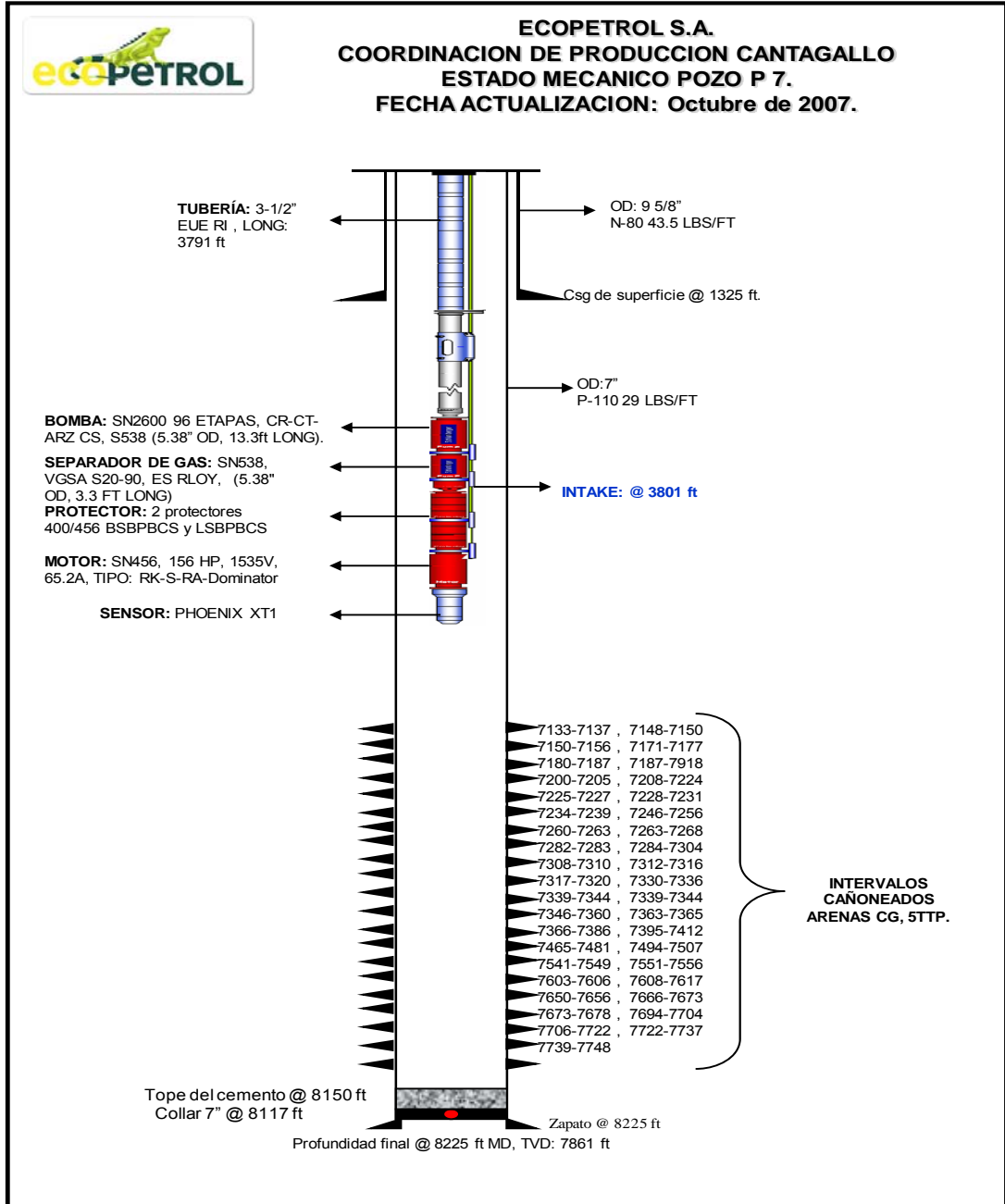
## ANEXO A. ESTADO MECÁNICO POZO P1



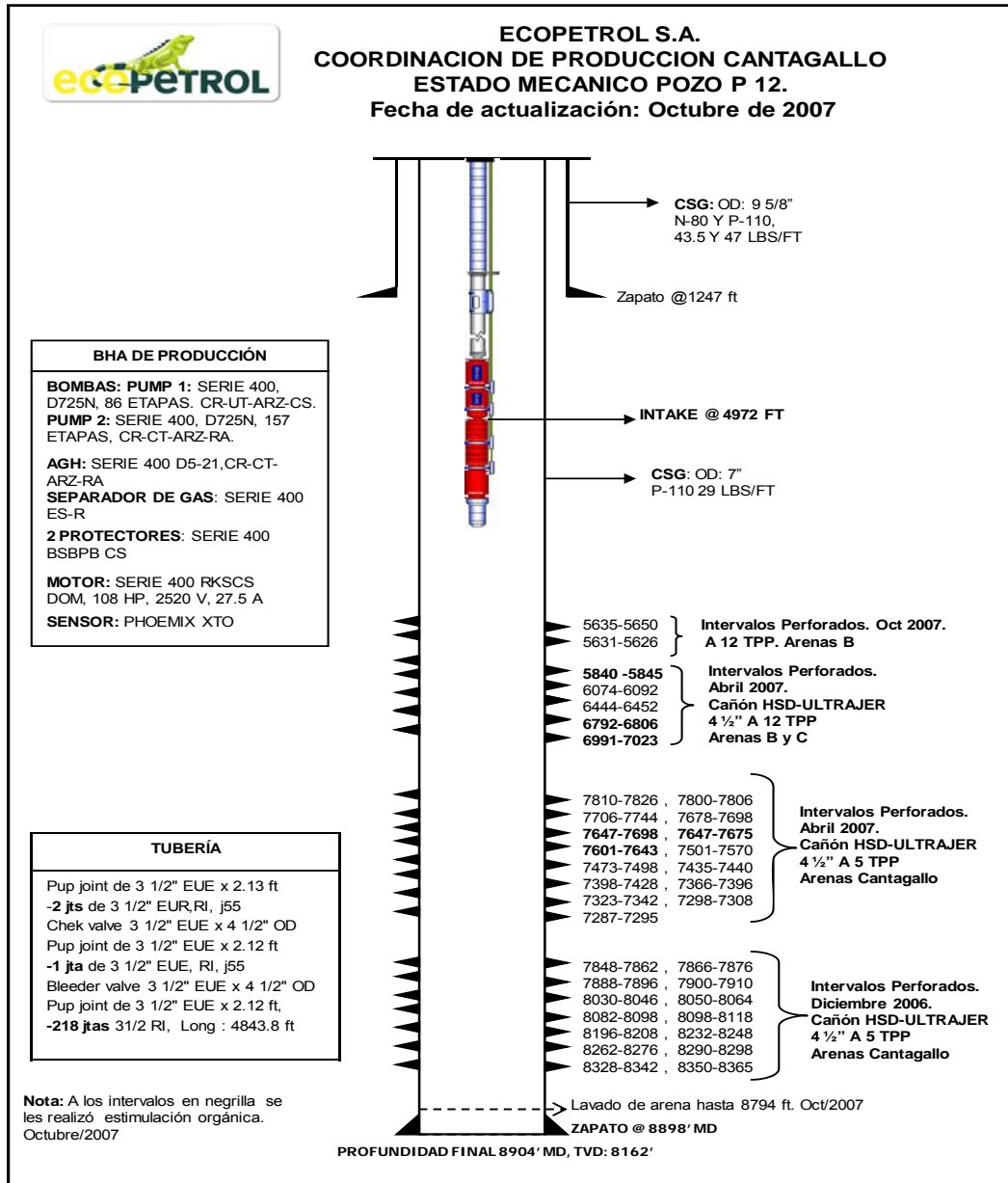
## ANEXO B. ESTADO MECÁNICO POZO P4



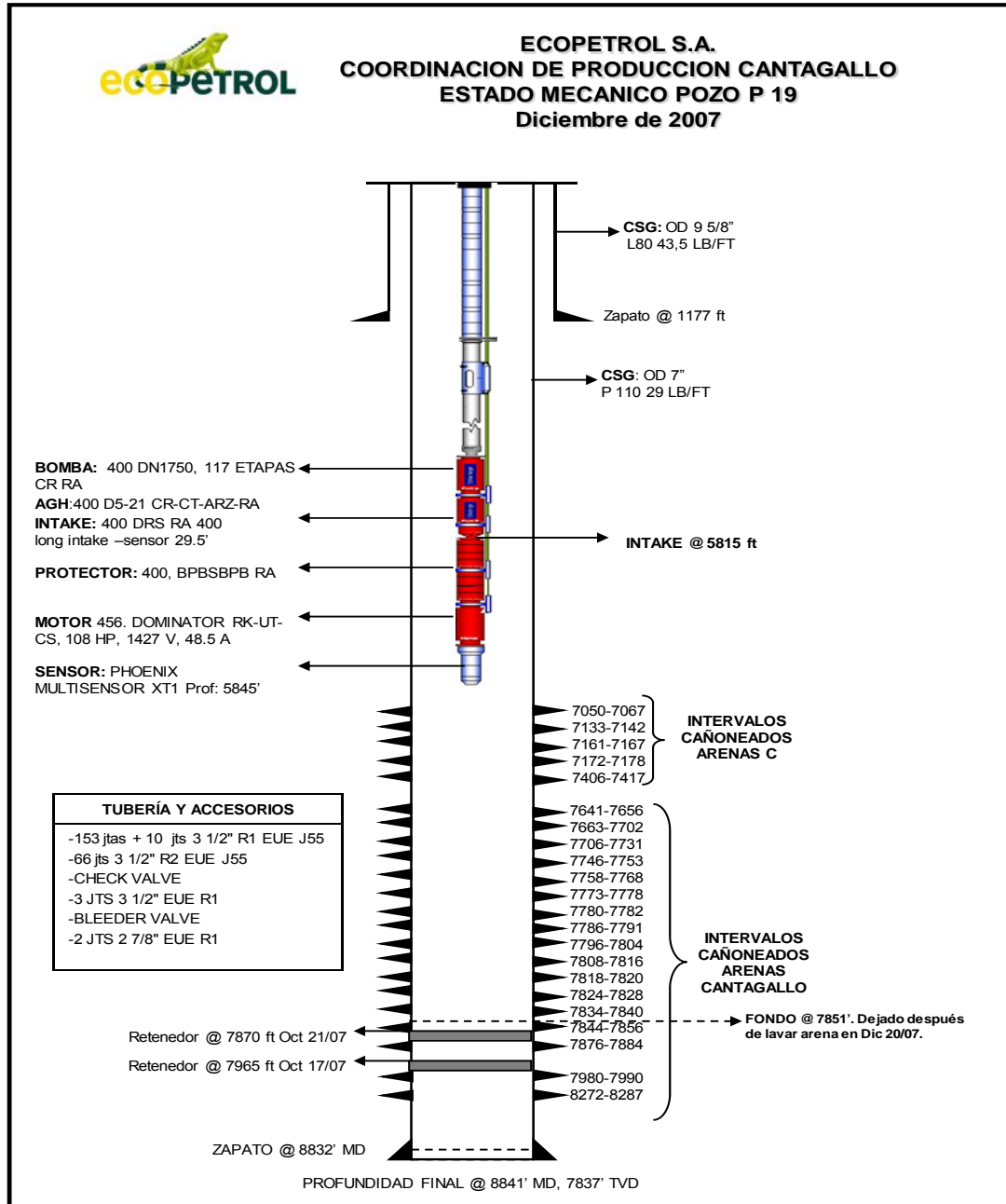
## ANEXO C. ESTADO MECÁNICO POZO P7



## ANEXO D. ESTADO MECÁNICO POZO P12



## ANEXO E. ESTADO MECÁNICO POZO P 19



## ANEXO 6

# Estado mecánico pozo P 21

