

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ(ACR)  
PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO  
MECÁNICO EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE MARES DE  
ECOPETROL S.A.**

**HEIDER ALONSO ARÉVALO GUERRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2005**

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ(ACR)  
PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO  
MECÁNICO EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE MARES DE  
ECOPETROL S.A.**

**HEIDER ALONSO ARÉVALO GUERRA**

Trabajo de grado modalidad práctica empresarial para optar el título de  
Ingeniero de petróleos.

Director ECOPETROL S.A.  
**JUAN PABLO PADILLA MERLANO**  
Ingeniero de producción Superintendencia de Mares  
Director UIS  
**MSc. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2005**

## DEDICATORIA

**A Dios** *por cuidarme y darme fuerzas en los momentos difíciles de mi vida, a Alonso y Betty, mis padres por su amor, cariño y apoyo; a María Eugenia mi hermana por su amistad y comprensión; a Liliana Claribel, mi prima por su amistad y apoyo incondicional.*

*Heider Alonso*

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa agradecimientos a:

Ecopetrol S.A. Superintendencia de Mares por brindarme la oportunidad de fortalecer mis conocimientos.

Juan pablo padilla, tutor Ecopetrol S.A. y Carlos Sarmiento Ingeniero de control de producción, por sus valiosas orientaciones y apoyo técnico.

A los Ingenieros de producción de la Superintendencia de Mares por compartir sus conocimientos.

A la Universidad Industrial de Santander por sus años de formación profesional.

Álvaro, Edgar y Orlando compañeros de la “ppm”, por su amistad.

A mis amigos, que colaboraron con palabras de aliento para el desarrollo de este proyecto.

## CONTENIDO

|                        | <b>pág.</b> |
|------------------------|-------------|
| RESUMEN                | 14          |
| INTRODUCCIÓN           | 16          |
| 1. GENERALIDADES       | 17          |
| 1.1 LOCALIZACIÓN       | 17          |
| 1.2 RESEÑA HISTÓRICA   | 18          |
| 1.2.1 Campo Infantas   | 18          |
| 1.2.2 Campo La Cira    | 18          |
| 1.3 GEOLOGÍA           | 21          |
| 1.3.1 Estructural      | 21          |
| 1.3.1.1 Campo Infantas | 22          |
| 1.3.1.2 Campo La Cira  | 22          |
| 1.4 ESTRATIGRAFÍA      | 24          |

|   |    |
|---|----|
| 1.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO  | 26 |
| 1.5.1 Propiedades petrofísicas  | 26 |
| 1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN  | 29 |
| 1.6.1 Campo Infantas  | 29 |
| 1.6.2 Campo La Cira   | 30 |
| 2. GENERALIDADES SOBRE BOMBEO MECÁNICO  | 32 |
| 2.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO  | 33 |
| 2.2 UNIDADES DE BOMBEO  | 36 |
| 2.2.1 Geometría de las unidades de bombeo   | 35 |
| 2.3 BOMBAS DE SUBSUELO  | 39 |
| 2.3.1 Nomenclatura API para las bombas de subsuelo  | 40 |
| 2.4 SARTA DE VARILLAS   | 42 |
| 2.4.1 Tipo de varillas y acoples  | 43 |
| 3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR) | 46 |
| 3.1 METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR)  | 53 |

|  |    |
|--|----|
| 3.2 FASES DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ                                    | 56 |
| 3.2.1 Fase 1: Análisis del problema  | 56 |
| 3.2.1.1 Identificación del problema  | 56 |
| 3.2.1.2 Descripción del problema   | 58 |
| 3.2.2 Fase 2: Consideración de todas las causas posibles                           | 59 |
| 3.2.2.1 Análisis de las causas posibles  | 59 |
| 3.2.3 Fase 3: Análisis y validación de la evidencia para identificar la causa raíz | 60 |
| 3.2.3.1 Validación de las causas   | 60 |
| 3.2.3.2 Verificación de la causa   | 60 |
| 3.2.4 Fase 4: Consideración de las posibles soluciones a la causa raíz             | 62 |
| 3.2.4.1 Planteamiento de la solución   | 62 |
| 3.2.4.2 Selección de criterios   | 62 |
| 3.2.4.3 Selección de alternativas  | 62 |
| 3.2.5 Fase 5: Selección de la mejor solución                                       | 62 |

|  |     |
|--|-----|
| 3.2.5.1 Análisis de la decisión  | 63  |
| 3.2.6 Fase 6: Implementación de la solución y seguimiento                            | 63  |
| 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR) EN LOS CAMPOS DE LA SMA | 64  |
| 5. CONCLUSIONES  | 122 |
| 6. RECOMENDACIONES   | 124 |
| BIBLIOGRAFÍA   | 126 |

## LISTA DE TABLAS

|  | <b>pág.</b> |
|--|-------------|
| Tabla 1. Propiedades petrofísicas.   | 29          |
| Tabla 2. Propiedades del fluido.   | 28          |
| Tabla 3. Reservas Cira –Infantas   | 28          |
| Tabla 4. Capacidad de las facilidades en superficie  | 30          |
| Tabla 5. Clasificación de las unidades de bombeo   | 32          |
| Tabla 6. Tamaños estándar de las bombas de subsuelo según la norma API 11AX.   | 42          |
| Tabla 7. Propiedades químicas y mecánicas de los materiales de una varilla de succión API de acuerdo con la especificación API 11 B. | 45          |
| Tabla 8. Composición química y dureza de los acoples   | 45          |
| Tabla 9. Reducción de fallas fase I (49 pozos)   | 50          |
| Tabla 10. Matriz Análisis de riesgo  | 55          |
| Tabla 11. Sub-etapas del proceso de Identificación del Problema  | 57          |
| Tabla 12. Sub-etapas del proceso de Descripción del Problema   | 58          |
| Tabla 13. Sub-etapas del análisis de causas posibles   | 60          |
| Tabla 14. Proceso de validación  | 61          |
| Tabla 15. Resultados del análisis de los acoples pozo La Cira 1880   | 72          |

Tabla 16. Dosificación y costos del tratamiento inhibidor de corrosión para los pozos del programa reducción de fallas Fase II. 77

## LISTA DE FIGURAS

|  | <b>pág.</b> |
|--|-------------|
| Figura 1. Mapa de Campos del Magdalena Medio                     | 17          |
| Figura 2. Mapa de Ubicación de las Áreas                         | 20          |
| Figura 3. Mapa estructural Tope zona c                           | 23          |
| Figura 4. Columna Estratigráfica                                 | 25          |
| Figura 5. Ambiente de depositación formación mugrosa             | 26          |
| Figura 6. Curva de producción Campos La Cira – Infantas          | 29          |
| Figura 7. Infraestructura de facilidades de superficie           | 31          |
| Figura 8. Unidad de bombeo Convencional                          | 33          |
| Figura 9. Unidad de bombeo. Equipo de fondo                      | 35          |
| Figura 10. Unidad de bombeo balanceada por aire                  | 37          |
| Figura 11. Unidad de bombeo Mark II                              | 38          |
| Figura 12. Trabajos de varilleo en los campos de la SMA          | 47          |
| Figura 13. Distribución de la producción en los campos de la SMA | 49          |
| Figura 14. Diferida total en la Superintendencia de Mares        | 50          |
| Figura 15. Preselección de pozos incluidos en la fase II         | 52          |

|   |    |
|---|----|
| Figura 16. Selección de pozos para el programa reducción de fallas Fase II        | 53 |
| Figura 17. Dinagrama pozo La Cira 1880  | 68 |
| Figura 18. Sonolog pozo La Cira 1880  | 69 |
| Figura 19. Prueba de válvulas pozo La Cira 1880                                   | 70 |
| Figura 20. Muestra de acople No 3 de 7/8". Pozo La Cira 1880                      | 73 |
| Figura 21. Histórico de fallas pozo La Cira 1880                                  | 74 |
| Figura 22. Gráficas de producción primaria, bruta (bbl/d) y BSW pozo La Cira 1880 | 75 |
| Figura 23. Estado mecánico pozo La Cira 1880                                      | 76 |

## RESÚMEN

**TÍTULO:** APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ(ACR) PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE MARES DE ECOPETROL S.A. \*

**AUTOR:** ARÉVALO GUERRA, Heider Alonso.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** REDUCCIÓN, FALLAS, ANÁLISIS, CAUSA, RAÍZ, BOMBEO, MECÁNICO.

## DESCRIPCIÓN

La producción de los campos de petróleo localizados en el Magdalena medio, se ha visto afectada por la presencia de fallas repetitivas a nivel de sus componentes de subsuelo, aumentando de esta manera el costo de levantamiento por barril y pérdidas en la producción. Una de las alternativas para lograr la reducción de la frecuencia de fallas en los campos de la Superintendencia de operaciones de Mares (SMA), ha sido la aplicación de la metodología Análisis de causa raíz (ACR). La cual ha demostrado ser muy útil en la identificación y solución de fallas repetitivas; para la aplicación de la metodología se realizó una selección de los pozos más críticos, para los cuales se recopiló la información de los trabajos de mantenimiento de subsuelo con el objetivo de crear el histórico de fallas para cada pozo, el material fallado de cada pozo se le realizó un registro fotográfico con el fin de tener evidencia física que permita la validación de las causas posibles de la falla ,en algunas ocasiones se hizo necesario el análisis detallado en el Laboratorio de materiales del Instituto Colombiano del Petróleo.

El resultado de la aplicación de la metodología ha permitido identificar los principales problemas que se presentan en los campos de la SMA, los cuales han sido clasificados en tres grupos así: (1) pandeo de la tubería de producción, corrosión por CO<sub>2</sub> , rozamiento entre el tubing y la sarta de varillas, representan el 65% de las fallas; (2) bloqueo por arena y otros materiales en la bomba, representan el 20% de las fallas y (3) bajo nivel de fluido , presencia de gas, con 15% de las fallas que se presentan en los campos de la SMA.

---

\* Trabajo de grado modalidad práctica empresarial

\*\* Facultad de Ingenierías físico-Químicas. Ingeniería de petróleos. Ing. Juan Pablo Padilla M. Tutor Ecopetrol S.A., MSc. Olga Patricia Ortiz C. Director UIS.

## SUMMARY

**TITLE:** APPLICATION OF METHODOLOGY ROOT CAUSE ANALYSIS (RCA) FOR FAILURES REDUCTION IN SYSTEMS OF MECHANIC PUMPING IN FIELDS OF THE SUPERINTENDENCE OF MARES ECOPETROL S.A.\*

**AUTHOR:** ARÉVALO GUERRA, Heider Alonso\*\*

## DESCRIPTION

The production of the petroleum's fields located in the middle Magdalena, it has been affected by the presence of repetitive failures at level of their underground's components, increasing this way the lifting cost for barrel and losses in the production. One of the alternatives to get the reduction of the frequency of failures in the fields of the Superintendence of Operations of Mares, it has been the application of the methodology root cause analysis (RCA). which has demonstrated to be very useful in the identification and solution of repetitive failures; for the application of the methodology it was carried out a selection of the most critical wells, for which the information of the works of underground maintenance was gathered with the objective of creating the historical of failures for each well, the failed material of each well was carried out a photographic registration with the purpose of having evidences physical that allows the validation of the possible causes of the fail ,in some occasions became necessary the analysis detailed in the Laboratory of materials of the Colombian Institute of the Petroleum.

The result of the application of the methodology has allowed to identify the main problems that are presented in the fields of the Superintendence of Operations of Seas, which have been classified this way in three groups: (1) buckling of the production pipe, corrosion for CO<sub>2</sub>, friction between the tubing and string rods, they represent 65% of the failures; (2) blocking for sand and other materials in the bomb, they represent 20% of the failures and (3) low fluid level, presence of gas, with 15% of the failures that are presented in the fields of the Superintendence of Operations of Mares.

---

\* Work of degree managerial practical modality

\*\* Faculty of physical-chemical engineering's. Engineering of petroleum. Eng. Juan Pablo Padilla M. Tutor Ecopetrol S.A., MSc. Olga Patricia Ortiz C. Director UIS.

## INTRODUCCIÓN

Los campos de la Superintendencia de operaciones de Mares (SMA) han venido presentando fallas crónicas, las cuales son repetitivas en el tiempo. Este tipo de fallas causan gran impacto en los costos de levantamiento por barril, además causan una significativa reducción en la producción de crudo. Ante esta situación Ecopetrol S.A. conformó un grupo interdisciplinario con el Instituto colombiano del petróleo (ICP), para que realizaran un estudio sobre la causa de este tipo de fallas.

La primera fase del estudio se conformó con los pozos más críticos del campo La Cira-Infantas (49 pozos); a los cuales se les aplicó la metodología análisis de causa raíz (ACR), con el principal objetivo de identificar la(s) causa(s) de las fallas y generar las posibles soluciones a estos problemas.

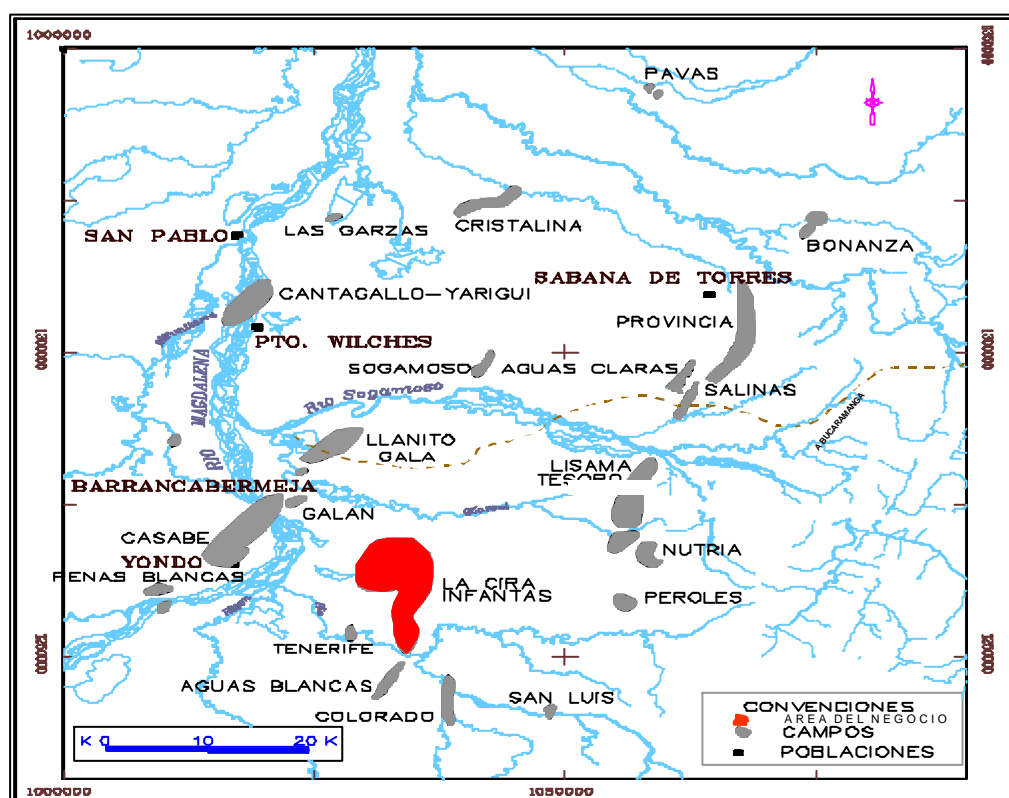
Los resultados obtenidos en la fase I del programa de reducción de fallas, permitió extender la aplicación de la metodología a los campos de la SMA para de esta manera conformar la fase II del programa, con la cual se busca realizar un seguimiento a las recomendaciones generadas en la fase I y lograr identificar las causas de las fallas para el grupo de pozos que conforman la fase II del programa. De Cada uno de los campos que conforman la superintendencia de operaciones de Mares (SMA), se realizó una selección de los pozos más críticos, en los cuales se concentra la producción de la SMA. Una vez realizada esta selección se procedió a recolectar la información de cada uno de estos pozos, para lograr crear el histórico de fallas de cada pozo y posteriormente realizar la aplicación de la metodología Análisis de causa raíz y lograr generar las posibles soluciones.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 LOCALIZACIÓN

Los Campos La Cira-Infantas se encuentran ubicados hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km<sup>2</sup> y a una distancia de 22 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo estos los campos de mayor producción a lo largo de la historia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Figura 1. Mapa de Campos del Magdalena Medio



Fuente. Ecopetrol S.A.

## **1.2 RESEÑA HISTÓRICA**

**1.2.1 Campo infantas.** El pozo descubridor del campo fue el Infantas 2, completado en abril de 1918. A finales de 1940, se habían perforado 437 pozos en zona "C", 32 en zona "B" y uno en zona "A". Durante el periodo de 1953 a 1957 Ecopetrol perforó 64 pozos adicionales, el espaciamiento promedio es de 11 acres. Inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se paso a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) el cual fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema actual de bombeo mecánico. La cantidad total de gas inyectado fue de 113.870 millones de pies cúbicos. La Máxima producción se alcanzó en 1927, con una tasa de 37900 bpd.

**1.2.2 Campo La Cira.** La perforación del anticlinal de La Cira comenzó en febrero de 1925, con el pozo LC -58 (completado en zona "A"). En este mismo año se descubre la zona "B" y las arenas "116" de la zona "A", mediante la perforación del pozo LC-116. Con la perforación y el completamiento del pozo LC-125 (Julio/26) se descubre la zona "C", que inicia con una tasa de 2350 BPD. A finales de 1940 se habán perforado un total de 675 pozos: 610 en la zona "C", 37 en la zona "B" y 28 en la zona "A".

En 1928, se inicia la inyección de gas en la zona "B", suspendiéndose antes de cumplir un año, para reiniciarlo en 1931 y suspenderla en 1936, debido a las altas presiones y la falta de resultados concluyentes. En enero de 1929 se inyectó gas en la zona "A". En mayo 1930, se inició la inyección de gas en la zona "C" y se mantuvo a tasas variables hasta los inicios de la recuperación secundaria. Esta se desarrolló principalmente en el área 02. En 1947 se suspende la perforación, habiéndose perforado 857 pozos. El espaciamiento promedio es de 14 acres. El primer programa de inyección de agua en el campo La Cira se realizó entre 1946 y 1949, a través de siete pozos localizados en su periferia sobre el acuífero,

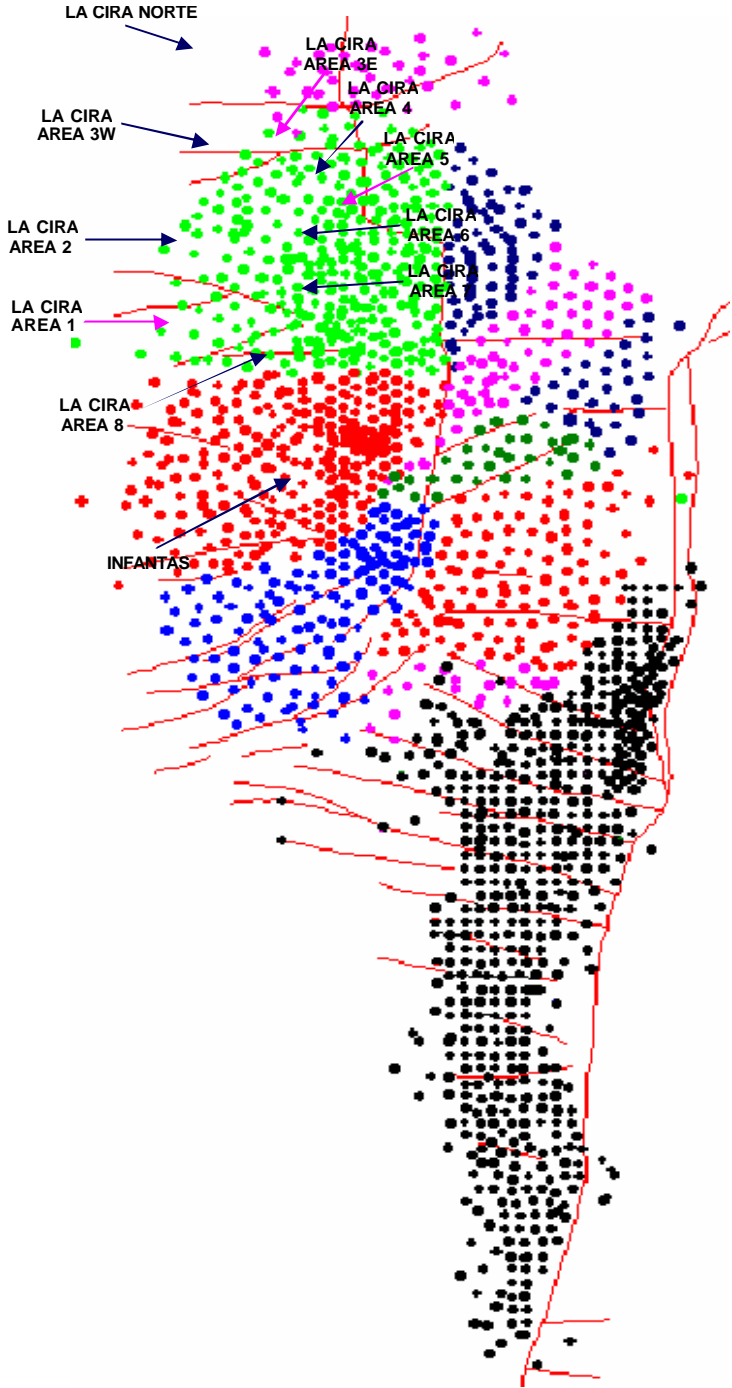
en el sector del área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento. En 1957, se inició la ejecución de recobro de aceite por inyección de agua en la zona “C” del campo la Cira, en un área de 280 acres, localizado en la parte central del área 3W. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W.

Durante los años de 1964 hasta comienzos de 1966, Ecopetrol perforó 19 pozos que permitieron el desarrollo del Área La Cira Norte, considerando el pozo LC 1753 como el descubridor del área. Ecopetrol ha realizado programas de inyección en Zona “A” (Arenas “58”) en un sector del área 3W. Entre Febrero/73 y Mayo/77, se inyectaron 2.4 Mbls de agua y se produjeron 56.0 Kbls secundarios. En noviembre/78 se reinicia la inyección en esta zona, el volumen de agua inyectado en esta segunda fase es de 6.3 Mbls y la producción secundaria recuperada es de 375 Kbls. Este programa fue suspendido en septiembre de 1988.

En la Zona “B”: Se realizaron pilotos de inyección en las arenas “244”, “13” y “La Cira” del área 3W que involucró como pozos productores centrales a: LC-892, LC-762, LC-853. La producción máxima del campo se obtuvo en 1939 con un valor de 53000 Bopd, el pico de producción secundaria se alcanzó en octubre de 1974, con una tasa de 11780 Bopd con una rata de inyección de 120300 Bwpd.

En la actualidad se han perforado en el área de la Cira - Infantas 1703 pozos, de los cuales hay aproximadamente 572 productores, 60 inyectores de agua, siendo actualmente la producción promedio de aceite de 5360 bls por día y una producción de aceite acumulada de 733 Mbls.

Figura 2. Mapa de Ubicación de las Áreas



Fuente. Ecopetrol S.A.

### **1.3 GEOLOGÍA**

Geológicamente los dos campos están ubicados en la sección central 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.

**1.3.1 Estructural.** Los Campos La Cira-Infantas se encuentran geológicamente ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectónicos-sedimentarios que le han impreso su morfología actual. Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de "Rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como "backarc" detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío-Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea de los campos.

Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "foreland", pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaica), depositándose discordantemente sobre la secuencia Terciaria, y finalmente en el Mioceno tardío-Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca.

A continuación se hace una descripción general de cada uno de los campos.

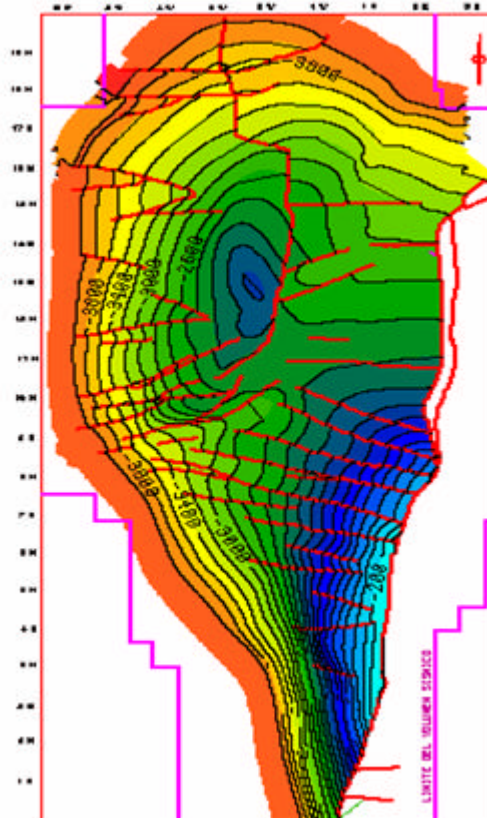
**1.3.1.1 Campo Infantas.** La estructura del Campo Infantas es un anticlinal asimétrico elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (Falla de Infantas). El tren general del eje del anticlinal es N-S a N10E y se puede seguir por una distancia aproximada de 12 Km con un ancho de 2-2.5 Km.

El Anticlinal de Infantas está dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90° y un desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas. El desplazamiento a lo largo de la zona de falla de Infantas es de aproximadamente 1000 a 1200 pies pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal tiene cierre (plunge). En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental. La falla de Infantas buza hacia el Este con un ángulo entre 45° y 70° y es evidenciada en superficie por la presencia de rezumaderos (oil seeps) y por zonas de arrastres y pliegues inversos así como por la expresión morfológica a lado y lado de la falla debido a los cambios en la litología.

**1.3.1.2 Campo La Cira.** Esta estructura consiste de un anticlinal en forma de domo alargado en dirección N-S al Noroeste del Anticlinal de Infantas, con cabeceo (plunge) hacia el Norte y hacia el Sur y está cortada al Este del eje del Anticlinal por la Falla La Cira, que es una falla inversa de alto ángulo (70°-80°) que buza hacia el Occidente y cuyo desplazamiento oscila entre 200 y 300 pies en el tope de la estructura. Hacia el Este de la Falla La Cira la estructura se hunde un poco en forma de "U" a manera de sinclinal entre esta falla y la Falla de Infantas.

Esta estructura tiene una longitud aproximada de 9 Km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de la estructura hacia el Norte y el Oeste son de aproximadamente 10° a 15°.

**Figura 3.** Mapa estructural Tope zona c



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

De acuerdo con los datos de producción del campo se puede considerar que la Falla La Cira actúa como una barrera efectiva entre el flanco Occidental y Oriental de la estructura. Existe en este campo un gran número de fallas transversales al

eje de la estructura las cuales son normales con buzamientos entre 80° y 90° y desplazamientos de hasta 250 pies y que dividen al campo en varios bloques.

#### **1.4 ESTRATIGRAFÍA**

La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los dos campos 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 de la Cira. Las características litológicas y estratigráficas del terciario comprende: La Formación. Esmeralda-La Paz (Zona D) constituida por intercalaciones de arenas y arcillas con predominio de éstas últimas.

La Formación Mugrosa inferior (Zona C) constituida por areniscas de grano medio a grueso y composición variable entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas. La Formación. Mugrosa superior (Zona B) constituida por intercalaciones de arena fina a muy fina con composición entre arcosas y subarcosas.

La Formación Colorado (Zona A) constituida por arenisca de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición entre arcosa lítica y subarcosa.

El Cretáceo está conformado por una secuencia marina en la que predominan las calizas y los shales oscuros. Se encuentra discordantemente por debajo de la secuencia del Terciario.

**Figura 4.** Columna Estratigráfica

| PERIODO      | EPOCA          | FORMACION                     | LITOLOGIA  |
|--------------|----------------|-------------------------------|------------|
| CUATERN      | PLEISTOCENO    | MESA                          |            |
|              | PLUOCENO       |                               |            |
| TERCIARIO    | MIOCENO        | REAL                          |            |
|              |                | COLORADO                      |            |
|              | OLIGOCENO      | MUGROSA                       |            |
|              |                | ESMERALDAS                    |            |
|              | EOCENO         | LA PAZ                        |            |
|              |                | DISCORDANCIA EOCENO/PALEOCENO |            |
|              | PALEOCENO      | LISAMA                        |            |
| CRETACEO     | MAESTRICHTIANO | UMIR                          |            |
|              | CAMPANIANO     |                               |            |
|              | SANTONIANO     | LA LUNA                       | GALEMO     |
|              | CONIACIANO     |                               | PUJAMANA   |
|              | TURONIANO      |                               | SALADA     |
|              | CENOMANIANO    |                               |            |
|              | ALBIANO        |                               | SIMITI     |
|              | APTIANO        |                               | TABLAZO    |
|              | BARREMIANO     |                               | FALJA      |
|              |                |                               | ROSABLANCA |
| VALANGINIANO |                | TAMBOR                        |            |
| JURASICO     |                | GIRON                         |            |
| PREMESOZOICO |                | BASAMENTO                     |            |

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

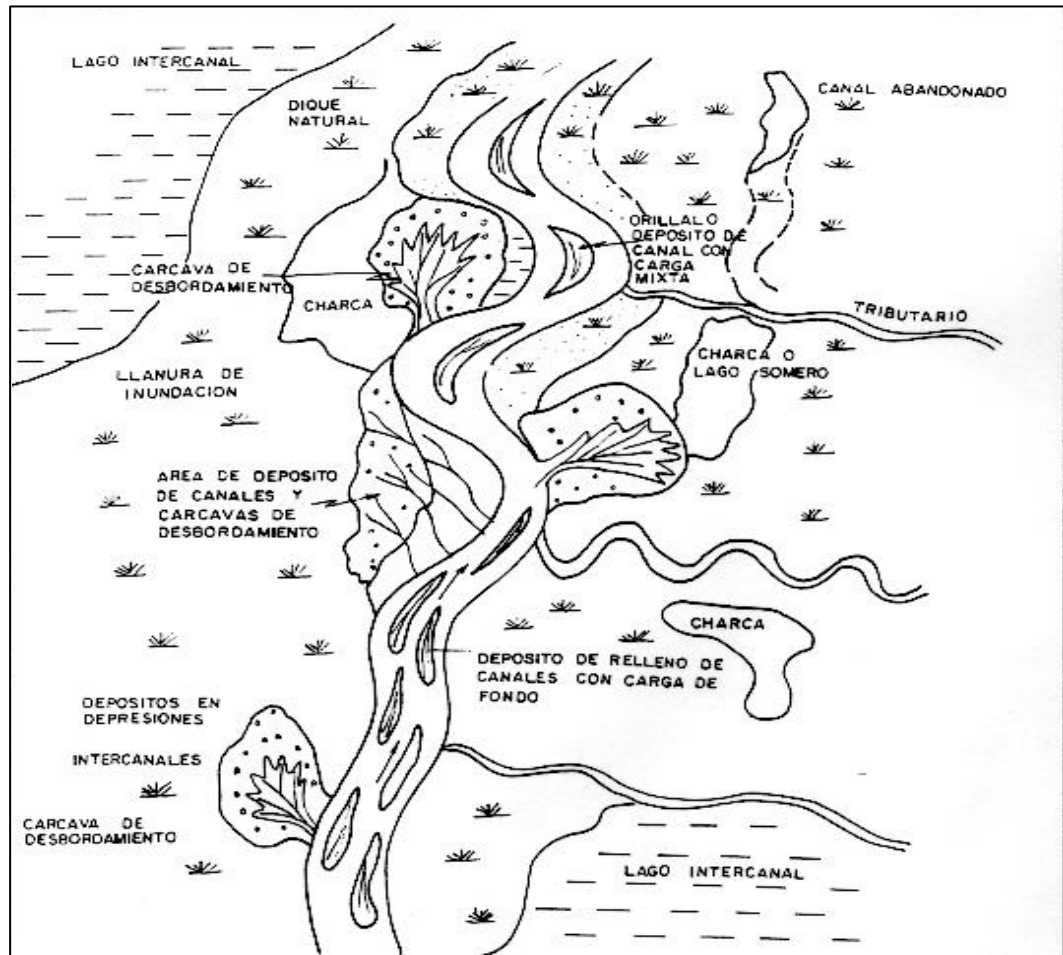
**Ambiente de Deposición.** Los cuerpos arenosos presentes en la secuencia terciaria se depositaron en un ambiente Fluvial y se definieron los siguientes subambientes:

**Zona A:** Es de tipo Meandriforme y Braided.

**Zona B:** Está definido como Braided con tendencia Meandriforme, con procesos Bedload y Mixload de base a tope asociados con algunos depósitos paludales.

**Zona C:** Tipo Braided presentando apilamiento de canales

**Figura 5.** Ambiente de depositación formación mugrosa



Fuente. Ecopetrol S.A.

## 1.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

**1.5.1 Propiedades Petrofísicas.** En el Campo La Cira-Infantas se realizó la evaluación petrofísica de las Formaciones Mugrosa y Colorado en 823 pozos para lo cual se empleó la información de 6 pozos corazonados del Campo La Cira (1879, 1880, 1882, 1884, 1888, 1892) y se contó con la información de aprox.

3200 datos de análisis básicos de corazones de dichos pozos corazonados. Con esta información se realizó el cálculo de porosidad y permeabilidad en forma continua a partir de los perfiles disponibles para cada pozo. Además con la información de estudios especiales de corazones (70 muestras presentan propiedades eléctricas y presiones capilares, 24 muestras presentan permeabilidades relativas, 3 de mojabilidad y 11 de sensibilidad), se estableció las correlaciones que permitieron el cálculo de permeabilidades relativas y saturaciones originales basadas en datos de presión capilar, permitiendo por medio de la comparación de esta saturación y la calculada por Archie definir zonas acuíferas y zonas afectadas por inyección de agua dulce para los pozos perforados después de la inyección. Se definieron tres tipos de calidad de roca calibrada con la información de los pozos corazonados, identificando las zonas con mejores propiedades petrofísicas. En el Campo La Cira-Infantas, está probada la acumulación de hidrocarburos con las siguientes propiedades:

**Tabla 1.** Propiedades petrofísicas

| Parámetros<br>Zona       | INFANTAS |      | LA CIRA |      |      |
|--------------------------|----------|------|---------|------|------|
|                          | B        | C    | A       | B    | C    |
| Area (acres)             | 1171     | 2778 | 1492    | 3444 | 7438 |
| Tope (pies)              | 900      | 2390 | 820     | 1600 | 3070 |
| Espesor neto (pies)      | 257      | 290  | 227     | 257  | 290  |
| Porosidad prom. (%)      | 21       | 22   | 24      | 21   | 22   |
| Permeabilidad prom. (md) | 40       | 95   | 111     | 40   | 95   |
| Swi (%)                  | 45       | 45   | 45      | 45   | 45   |

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

**Tabla 2.** Propiedades del fluido

| Propiedad                           | LA CIRA        |                            |                           | INFANTAS                              |             |
|-------------------------------------|----------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------------------|-------------|
|                                     | A              | B                          | C                         | B                                     | C           |
| Temperatura de yacimiento, °F       | 92             | 98                         | 105                       | 85                                    | 95          |
| Presión de saturación, psi          | 640            | 715                        | 1570                      | 500                                   | 945         |
| Factor Volumétrico a Ps y Py RB/STB | 1,067          | 1,075                      | 1.08                      | -                                     | 1.0         |
| Rs, SCF/STB                         | 70             | 93                         | 181                       | 93                                    | 200         |
| Gravedad API                        | 18-24          | 20-27                      | 16-25                     | 25                                    | 24 - 28     |
| Viscosidad, cp                      | 58 cps a 100°F | 11.4 cps a 98 °F y 650 psi | 19 cps a 105°F y 1570 psi | 11.4 cps a 98 °F y 650 psi            | 5.5 cps     |
| Salinidad ppm NaCl                  | 10000-15000    | 15000-25000                | 25000-40000               | 15000-25000                           | 20000-40000 |
| Tipo de Crudo                       | Nafténico      |                            |                           | Nafténico-Parafínico                  |             |
| Mecanismo de Producción             | Gas Disuelto   |                            |                           | Drenaje Gravitacional<br>Gas Disuelto |             |

Fuente. Ecopetrol S.A.

Las Reservas estimadas para el área La Cira-Infantas se presentan en la Tabla 3:

**Tabla 3.** Reservas Cira -Infantas

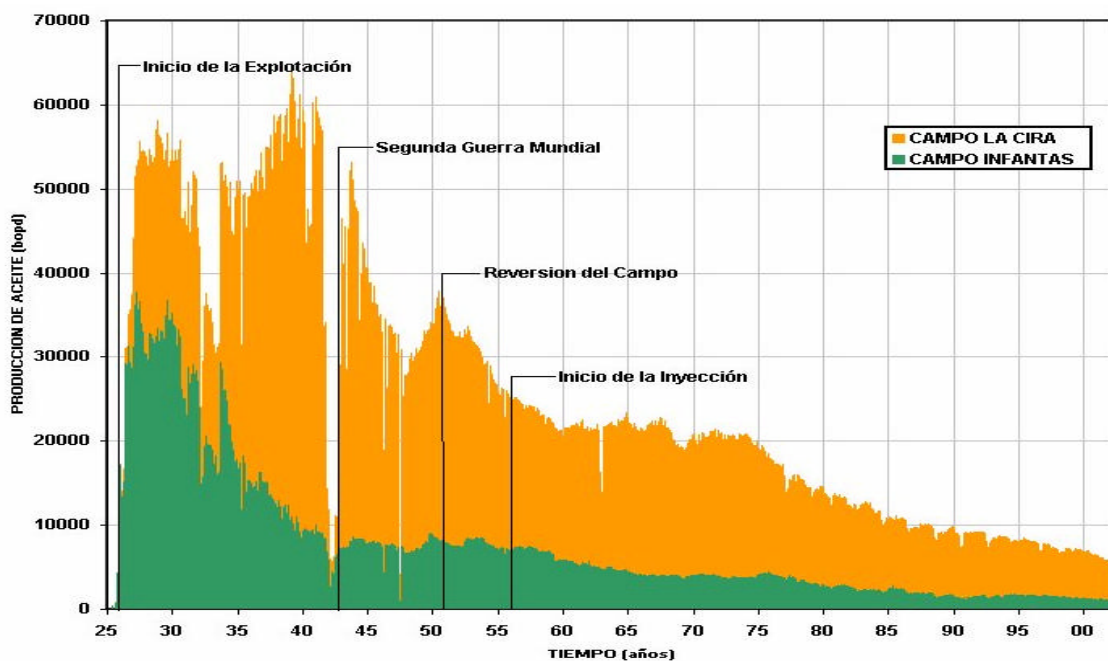
| Campo    | Zona | Aceite Original (MMbbls) | Producción Acumulada (MMbbls) | Reservas               |                           | Factor de Recobro (%) |
|----------|------|--------------------------|-------------------------------|------------------------|---------------------------|-----------------------|
|          |      |                          |                               | Desarrolladas (MMbbls) | No desarrolladas (MMbbls) |                       |
| Infantas | B    | 211                      | 30                            | 2.0                    | 0.0                       | 14                    |
|          | C    | 698                      | 181                           | 5.0                    | 10.0                      | 27                    |
| La Cira  | A    | 327                      | 43                            | 4.7                    | 1.0                       | 13                    |
|          | B    | 377                      | 108                           | 17.0                   | 10.2                      | 16                    |
|          | C    | 1638                     | 336                           | 10.1                   | 1.0                       | 21                    |

Fuente. Ecopetrol S.A.

## 1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La producción promedio actual para La Cira - Infantas es de 5360 BOPD, con 69 % BSW la cual proviene de 572 pozos activos, que producen por Bombeo mecánico. La inyección de agua sólo se presenta en el campo La Cira.

**Figura 6.** Curva de producción Campos La Cira– Infantas



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

**1.6.1 Campo Infantas.** Inicia su explotación en 1926 con la construcción del Oleoducto entre El Centro y el puerto de Mamonal (en la Costa Norte), lo cual permitió continuar con el desarrollo del campo considerándose en 1931 completo el desarrollo de zona “C” para la estructura de Infantas, con un espaciamento promedio de 11 acres. Entre 1930 y 1932 se desarrolla la zona “B” completándose 23 pozos y se profundizan 111 pozos de zona “C”, comenzando a declinar su

producción con una tendencia hiperbólica que en la actualidad es de 2.9 % anual (b=0.037).

El total de pozos perforados en el campo es de 565, de los cuales 145 se encuentran activos a la fecha. La máxima producción se alcanzó en 1927 con una tasa de 37.900 bpd. La producción actual es de 1160 BOPD.

**1.6.2 Campo La Cira.** Al igual que el campo Infantas en el año 1926 inicia su explotación y se consideró desarrollado en 1947, cuando se habían perforado 857 pozos. La curva de producción presenta una declinación con tendencia hiperbólica, que en la actualidad es de 5.6 % anual (b=0.52).

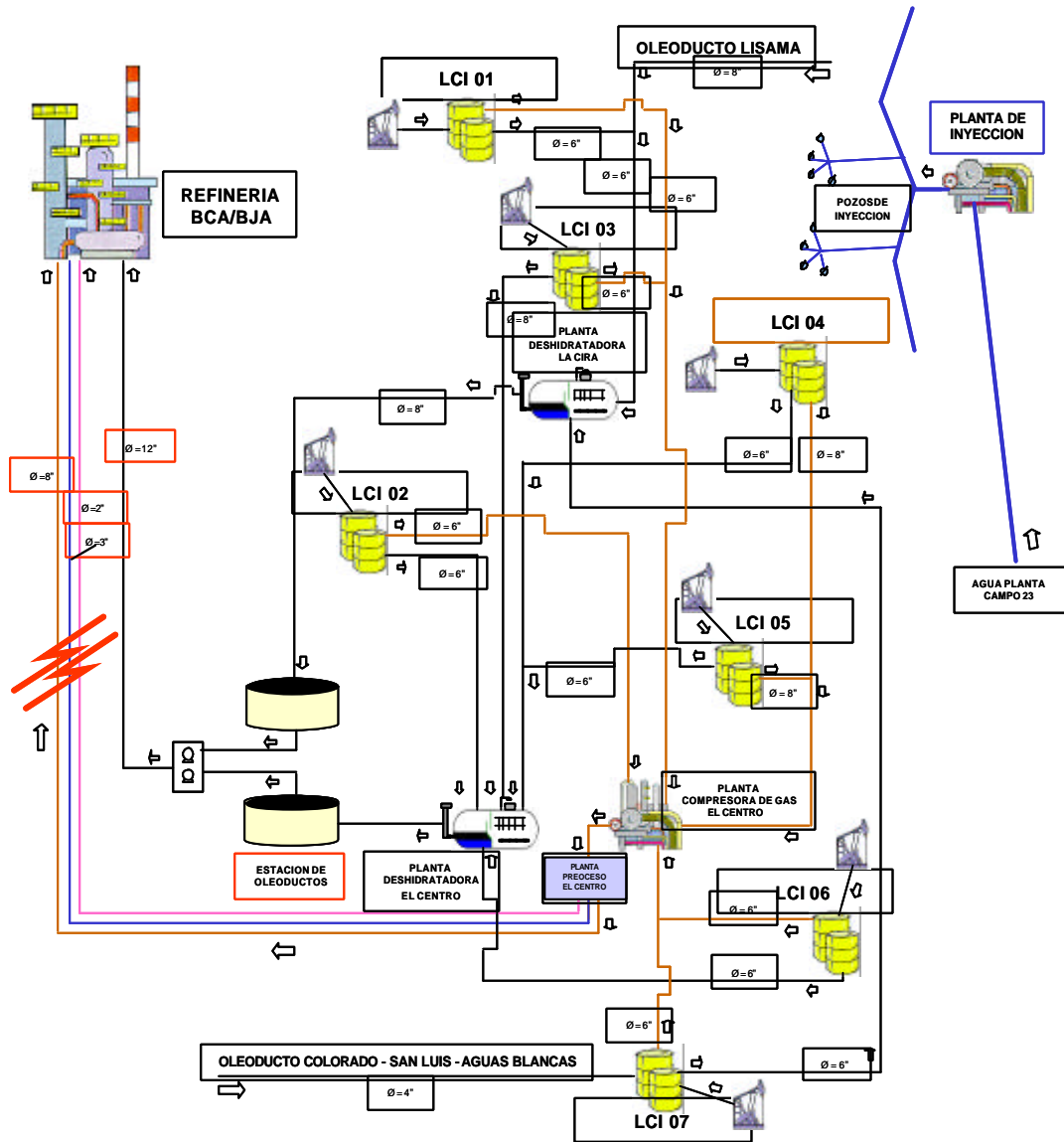
El total de pozos perforados en el campo es de 1138, de los cuales permanecen activos 427, con un espaciamento promedio de 14 acres. La máxima producción se obtuvo en 1939 con una tasa de 53000 bpd de petróleo, siendo actualmente de 4200 bpd de aceite. El campo La Cira (a excepción de Area 01) se encuentra en proceso de recuperación secundaria por inyección de agua desde 1957.

**Tabla 4.** Capacidad de las facilidades en superficie

| DESCRIPCION                   | CAPACIDAD |           |            |
|-------------------------------|-----------|-----------|------------|
|                               | INSTALADA | UTILIZADA | DISPONIBLE |
| Inyección de Agua, BPD        | 80,000    | 20,000    | 60,000     |
| Almacenamiento de Crudo, BOPD | 24,000    | 6,000     | 18,000     |
| Tratamiento de Crudo, BOPD    | 28,000    | 10,200    | 17,800     |
| Fiscalización de Crudo, BOPD  | 377,500   | 60,000    | 317,500    |
| Compresión de Gas, KPCD       | 9,000     | 2,500     | 6,500      |
| Proceso de Gas, KPCD          | 120,000   | 19,000    | 101,000    |

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

Figura 7. Infraestructura de facilidades de superficie



Fuente. Ecopetrol S.A.

## 2. GENERALIDADES SOBRE BOMBEO MECÁNICO

Para producir pozos en los cuales su presión de fondo (BHP) es menor que las pérdidas de presión en el pozo o para incrementar la tasa de producción en pozos con flujo natural se requiere un sistema de levantamiento artificial. El principal método de levantamiento artificial en el mundo es el bombeo mecánico, con aproximadamente el 85 % de los pozos productores.

Existen otros sistemas de levantamiento artificial como son:

- Bombeo electro sumergible (ESP)
- Bombeo de cavidades progresivas (PCP)
- Gas lift
- Bombeo hidráulico
- Plunger lift

El diseño de un sistema de bombeo mecánico esta basado en los boletines de la API:

- API 11L-3 (Sucker Rod pumping System design Book).
- API 11AX (Subsurface Sucker rod pumps and fittings).
- API 11AR ( Recommended Practice for Care and Use or subsurface pumps)

Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

- Unidad de bombeo
- Motor primario
- Varillas
- Bomba de subsuelo

Cualquier diseño que se haga debe considerar estos cuatro componentes, y ninguno se debe diseñar independiente de los otros.

## 2.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

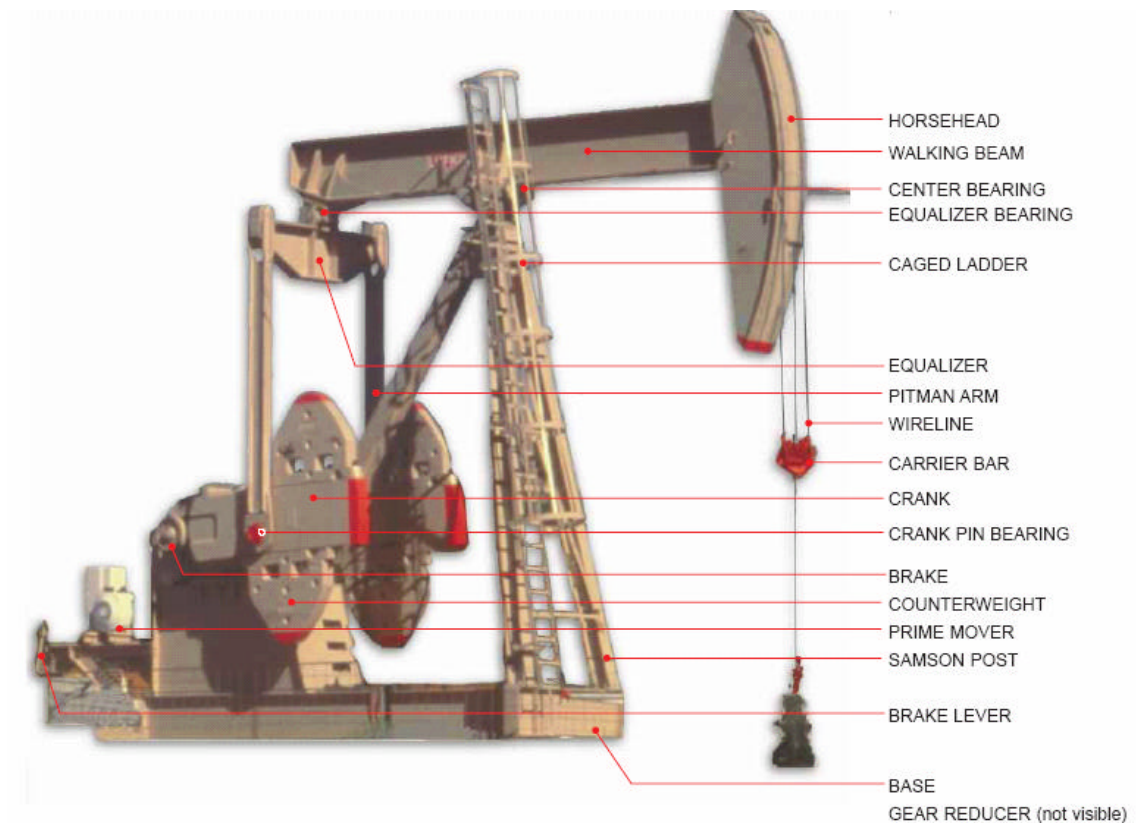
Los componentes individuales de un Sistema de Bombeo Mecánico se pueden dividir en dos grupos principales: el Equipo de superficie y el Equipo de fondo. Los elementos principales de una instalación de bombeo común se pueden apreciar en la **figura 8**.

El equipo de superficie incluye:

- El Motor, el cual proporciona la potencia de impulsión al sistema y puede ser un motor eléctrico o un motor de combustión interna.
  
- Los engranajes reductores o Caja Reductora, los cuales reducen la elevada velocidad rotacional del Motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y, al mismo tiempo, incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.
  
- La Unidad de Bombeo, es un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del engranaje reductor en un movimiento oscilante requerido para operar la bomba de fondo. Su elemento principal es el Balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca mecánica.
  
- La Barra Lisa, la cual conecta el Balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el Cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.

➤ El ensamble del Cabezal del Pozo, el cual contiene el Prensaestopas (Stuffing Box) que sella sobre la barra lisa y una tee de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente esta conectado, a través de una válvula de cheque a la línea de flujo.

**Figura 8.** Unidad de bombeo Convencional

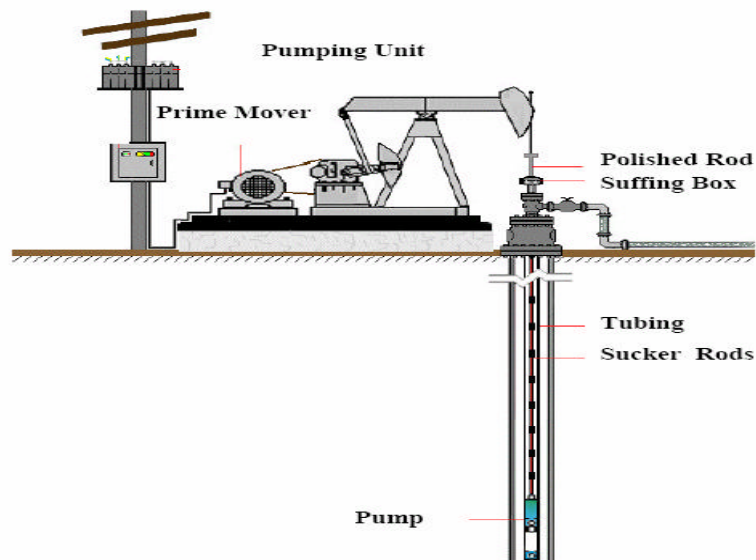


**Fuente:** Lufkin, Artificial Lift Nomenclature and application formulas

El Equipo de Fondo incluye:

- La Sarta de Varillas, formada por las Varillas de Succión, que va dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo. La sarta de varillas proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie.
- La Bomba de subsuelo, que permite la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta superficie.
- Tubería de Producción, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga.

**Figura 9.** Unidad de bombeo. Equipo de fondo.



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

## 2.2 UNIDADES DE BOMBEO

La unidad de bombeo es el mecanismo que convierte el movimiento giratorio del motor en un movimiento oscilante vertical requerido en la barra lisa. La mayoría de los tipos de unidades de bombeo utilizan un balancín, heredado desde los días de los equipos de perforación con cable. La operación de este mecanismo asegura que el movimiento giratorio del sistema, a través del motor, se convierta en un movimiento oscilante vertical para el cabezal del balancín. Las varillas de bombeo, unidas al cabezal del balancín, siguen este movimiento e impulsan la bomba de fondo. Aunque existen diferentes disposiciones para las unidades de bombeo disponibles, todas emplean los mismos componentes básicos.

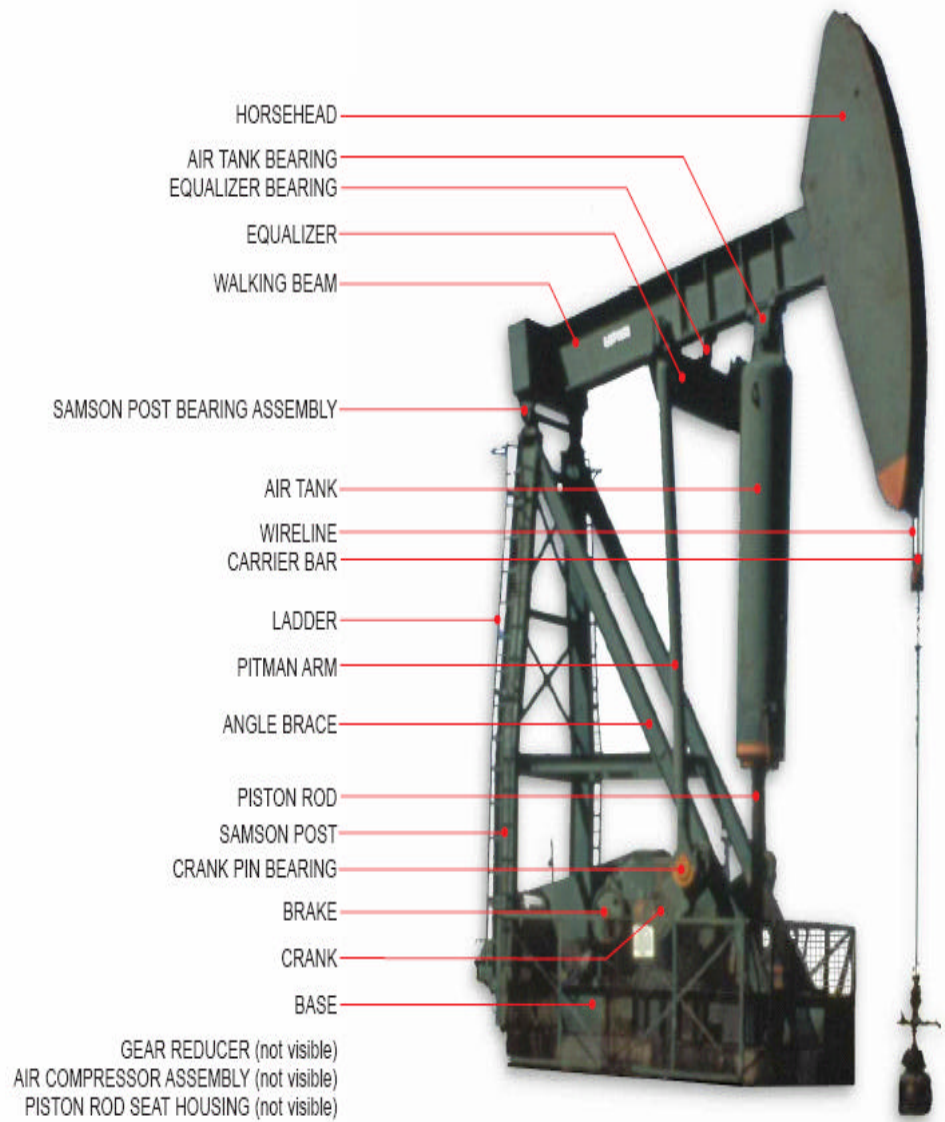
**2.2.1 Geometría de las unidades de bombeo.** Las unidades de superficie generalmente usadas se clasifican de acuerdo con su punto de apoyo y el mecanismo de contrabalance como se muestra en la **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Clasificación de las unidades de bombeo

| <b>Tipo de Unidad</b> | <b>Clase</b> | <b>Punto de apoyo</b>           | <b>Mecanismo de contrabalance</b> |
|-----------------------|--------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| Convencional          | I            | Punto medio del balancín.       | Por contrapeso                    |
| Neumáticas            | II           | Extremo delantero del balancín. | Por cilindro de aire              |
| Mark II               | II           | Extremo trasero del balancín.   | Por contrapeso                    |

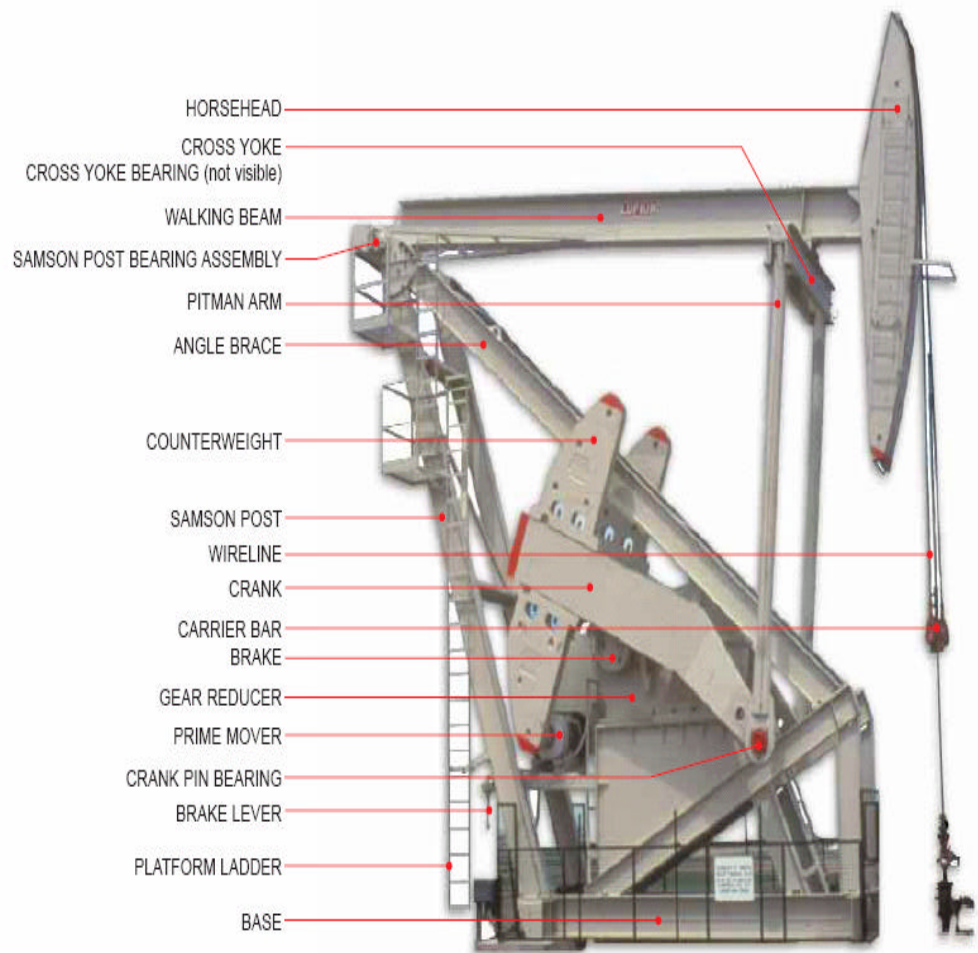
**Fuente.** Ecopetrol S.A.

**Figura 10.** Unidad de bombeo balanceada por aire.



**Fuente.** Lufkin, Artificial Lift Nomenclature and application formulas

**Figura 11.** Unidad de bombeo Mark II



**Fuente:** Lufkin, Artificial Lift Nomenclature and application formulas

El API describe las unidades especificando:

Tipo:

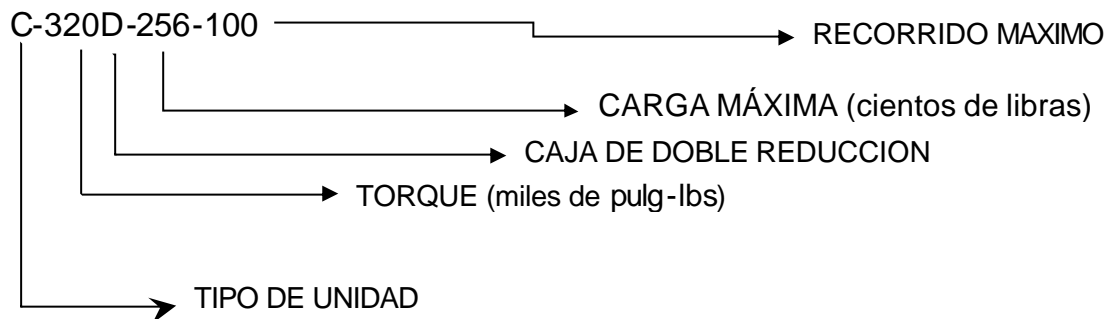
C: si es una unidad convencional.

B: si su contrapeso está en el balancín.

A: sí es una unidad balanceada por aire.

M: si es una unidad Mark II.

- El máximo torque de diseño en el reductor en miles de pulg-lbs. Se adiciona una letra D si el reductor tiene doble reducción.
- La máxima carga de diseño estructural en cientos de libras.



El principio de operación en todas las unidades es el mismo. Un rotor hace girar un reductor de velocidades mediante bandas, el reductor disminuye el número de revoluciones por minuto, a la vez que origina el movimiento del crank, el cual está conectado al balancín mediante una biela o "pitman".

Todas las unidades tienen un efecto de contrabalance cuyo fin es el de almacenar energía durante la carrera de descenso, para posteriormente suministrarla durante la carrera de ascenso.

### 2.3 BOMBAS DE SUBSUELO

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. Las

bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son del tipo cilindro - pistón. Sus partes básicas son el Barril de Trabajo (cilindro), el Embolo (pistón) y las dos válvulas de Bola. La válvula que viene agarrada al Barril de Trabajo actúa como una válvula de Succión y se denomina válvula Fija. La otra válvula, contenida en el émbolo, actúa como una válvula de descarga y se llama válvula Viajera. Dichas válvulas operan como válvulas cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie.

**2.3.1 Nomenclatura API para las bombas de subsuelo.** Con el fin de especificar completamente el conjunto de piezas del bombeo mecánico, el American Petroleum Institute (API) propuso el empleo de una designación de 12 caracteres en la Especificación API 11AX. Esta especificación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas.

| <b>XX</b>            | <b>XXX</b>                                | <b>X<sub>1</sub></b> | <b>X<sub>2</sub></b> | <b>X<sub>3</sub></b> | <b>X<sub>4</sub></b> | <b>X<sub>5</sub></b> | <b>X<sub>6</sub></b>                                     | <b>X<sub>7</sub></b>   |
|----------------------|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--|--|
| <b>XX</b>            | Tamaño de la tubería de Producción        |                      |                      |                      |                      |                      | 15<br>20<br>25<br>30                                     | - 1.9 pulg.<br>- 2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> pulg.<br>- 2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub> pulg.<br>- 3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> pulg.                         |
| <b>XXX</b>           | Diámetro de la bomba                      |                      |                      |                      |                      |                      | 125<br>150<br>175<br><br>178<br>200<br>225<br>250<br>275 | - 1 1/4 pulg.<br>- 1 1/2 pulg.<br>- 1 3/4 pulg.<br><br>- 1 <sup>25</sup> / <sub>32</sub> pulg.<br>- 2 pulg.<br>- 2 1/4 pulg.<br>- 2 1/2 pulg.<br>- 2 3/4 pulg. |
| <b>X<sub>1</sub></b> | Tipo de bomba                             |                      |                      |                      |                      |                      |  | R - de varilla<br>T - de tubería   |
| <b>X<sub>2</sub></b> | Tipo de barril                            |                      |                      |                      |                      |                      |  | H - de pared gruesa<br>Émbolos metálicos<br>W - de pared delgada   |
| <b>X<sub>3</sub></b> | Localización del anclaje                  |                      |                      |                      |                      |                      |  | A - arriba<br>B - abajo<br>T - abajo, barril viajero   |
| <b>X<sub>4</sub></b> | Tipo de anclaje                           |                      |                      |                      |                      |                      |  | C - tipo copa<br>M - tipo mecánico   |
| <b>X<sub>5</sub></b> | Longitud del barril, pies                 |                      |                      |                      |                      |                      |  |  |
| <b>X<sub>6</sub></b> | Longitud nominal del émbolo, pies         |                      |                      |                      |                      |                      |  |  |
| <b>X<sub>7</sub></b> | Longitud total de las extensiones en pies |                      |                      |                      |                      |                      |  |  |

Los tamaños de las bombas también están estandarizados por el API. El tamaño básico de una bomba se refiere al diámetro interno del barril. La **tabla 6** contiene los datos sobre los diámetros internos de la bomba, disponibles para los diferentes tipos de bombas API con varios tamaños de tubería.

**Tabla 6.** Tamaños estándar de las bombas de subsuelo según la norma API 11AX.

| Pared del Barril | Tipo API | Tamaños Estándar de las Bombas de Subsuelo |          |        |        |
|------------------|----------|--|----------|--------|--------|
|                  |          | 1,9"                                       | 2 3/8"   | 2 7/8" | 3 1/2" |
| Gruesa           | RHA      | -  | 1 1/4"   | 1 1/2" | 2 1/4" |
|                  | RHB      |  |          | 1 3/4" |        |
|                  | RHT      |  |          |        |        |
| Delgada          | RWA      | -  | 1 1/4"   | 1 1/2" | 2 1/2" |
| Delgada          | RWB      | 1 1/4"                                     | 1 1/4"   | 2"     | 2 1/2" |
|                  | RWT      |  | 1 1/2"   |        |        |
| Delgada          | RSA      | -  | 1 1/4"   | 2"     | 2 1/2" |
|                  | RSB      |  | 1 1/2"   |        |        |
|                  | RST      |  |          |        |        |
| Gruesa           | TH       | -  | 1 3/4"   | 2 1/4" | 2 3/4" |
| Gruesa           | TP       | -  | 1 25/32" | 2 1/4" | 2 3/4" |

**Fuente.** Norma API 11 AX

## 2.4 SARTA DE VARILLAS

La Sarta de Varillas es la parte más vital del Sistema de Bombeo Mecánico ya que proporciona el vínculo entre la unidad de Bombeo en la superficie y la Bomba de subsuelo. El comportamiento de la Sarta de Varillas puede tener un impacto fundamental sobre la eficiencia del levantamiento del fluido y su eventual falla origina una pérdida total de la producción. Por consiguiente, una Sarta de Varillas diseñada apropiadamente no solo asegura buenas condiciones de operación, sino que también puede reducir considerablemente los costos totales de producción.

La Sarta de Varillas esta compuesta de varillas de succión individual, conectada unas con otras, hasta alcanzar la profundidad requerida de bombeo. Las primeras

instalaciones de bombeo usaron postes de madera, con acoples finales en acero para facilitar la unión entre las varillas. Luego, con la perforación de pozos más profundos, se requirió mayor resistencia de las varillas, y a principios de siglo hicieron su aparición las varillas de acero sólido con extremos forjados para acomodar roscas hembras o macho, un diseño que hasta la fecha no ha cambiado. Los avances más importantes en los métodos de la fabricación de la varilla de succión durante los últimos años son la aplicación de un tratamiento al calor para mejorar la resistencia a la corrosión, mejores construcciones en el pin y el empleo de rodillos en lugar de cortes para hacer precisas las roscas. Las varillas de Acero, diferentes a las del tipo sólido, también quedaron disponibles, así como también, la varilla de succión hueca o tubo de varilla, la varilla continua y la varilla flexible.

La varilla de acero sólido es el tipo de varilla más utilizado y ha sido estandarizada por el American Petroleum Institute desde 1926. De acuerdo con la última especificación API 11B, las varillas de succión vienen en presentaciones de 25 o 30 pies (7.6 o 9.1 metros) de largo. Los diámetros de la varilla van desde 1/2 pulgada a 1 1/8 de pulgada con incrementos de 1/8 de pulgada.

**2.4.1 Tipo de varillas y acoples.** <sup>1</sup> El Instituto Americano del Petróleo, en su especificación 11B, presenta la composición química base de los aceros recomendados para la fabricación de las varillas de bombeo.

De acuerdo con el API Especificación 11B, las varillas grado K, son fabricadas con acero tipo AISI A-46XX aleación Níquel-Molibdeno de baja resistencia, el cual

---

<sup>1</sup> WEATHERFORD ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS. Recomendaciones sobre diseño, selección y manejo de varillas de bombeo.

tiene una resistencia aceptable al ataque de H<sub>2</sub>S, y sólo deberá ser sometido a cargas en el rango de 25.000 a 28.000 psi de trabajo. Dado su contenido de níquel, el grado K es considerablemente más costoso que el grado C, pero igual puede ser utilizado en algunas aplicaciones especiales.

Las varillas grado C, corresponden a un acero al Carbono-Manganeso tipo AISI 10XX o 15XX, siendo el más económico de todos los grados disponibles y el de menor resistencia a la corrosión. Su empleo se limita a aquellos diagramas de cargas con límites entre los 30.000 y 33.000 psi de trabajo. Este tipo de material debe ser protegido con inhibidores químicos si se va a exponer en ambientes corrosivos.

En la categoría grado D, el API estipula tres tipos de acero a saber; en acero al Carbono-Manganeso tipo AISI 10XX o 15XX con una resistencia de 36.000 a 38.000 psi de trabajo, en acero aleado al Cromo-Molibdeno tipo AISI 41XX de alta resistencia, con un rango entre 40.000 y 45.000 psi de trabajo y en acero especial cuya composición química debe tener un contenido mínimo de cromo, níquel y molibdeno de 1.15% en la mezcla. Todas las varillas grado D deben ser protegidas de fluidos corrosivos.

Las varillas de fibra de vidrio están disponibles en resinas de poliéster y en resinas de ésteres vinílicos con vidrio y se fabrican mediante un proceso conocido como extrusión por estirado. El éxito de su rendimiento está en la conexión. Su carga máxima está en el rango de 35.000 a 38.000 psi de trabajo. Los diámetros externos para las varillas de acero varían de 5/8" a 1-1/2", mientras que las de fibra de vidrio se proveen en diámetros externos de 7/8" a 1-1/4".

**Tabla 7.** Propiedades químicas y mecánicas de los materiales de una varilla de succión API de acuerdo con la especificación API 11 B.

| Grado de Varilla | Composición          | Fuerza de Tensión, psi |        |
|------------------|----------------------|------------------------|--------|
|                  |                      | Mínima                 | Máxima |
| K                | AISI 46              | 85000                  | 115000 |
| C                | AISI 1536            | 90000                  | 115000 |
| D                | Carbono o Aleaciones | 115000                 | 140000 |

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

**Tabla 8.** Composición química y dureza de los acoples.

| Clase | Dureza  | Composición química normas AISI   |
|-------|---|---|
| T     | 56-62 HRA   | Acero con contenido de azufre menor a 0.05%                                   |
| SM    | Material Base: 56-62 HRA<br>Recubrimiento: 595 HV200 mínimo | Acero con contenido de azufre menor a 0.05%, con un recubrimiento base Níquel |

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

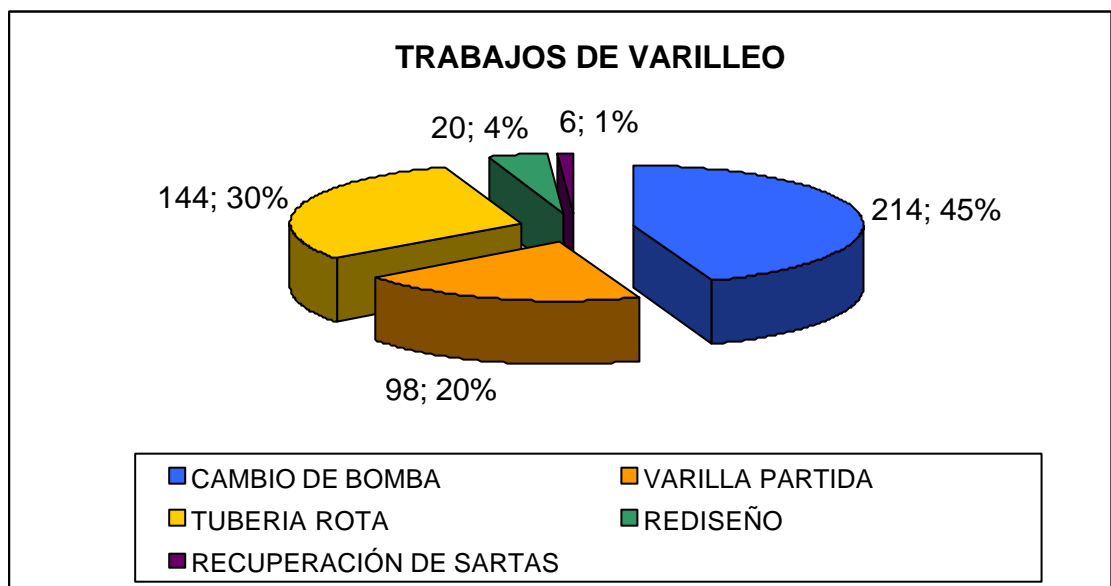
### **3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR)**

En los campos de la superintendencia de mares en el año 2001 se seleccionaron 150 pozos que presentaban mayor reincidencia de trabajos, dentro de este grupo de pozos se seleccionaron 49 pozos como los más críticos del Campo La Cira – Infantas, los cuales presentaban una frecuencia de falla 5.04 trabajos/Año, en el año 2001. A nivel de la Superintendencia de mares la frecuencia de falla para el año 2004 fue de 0.68 trabajos / Año, comparando este valor con el estándar internacional 1.3 trabajos / Año obtenido a partir del estudio y recopilación de información de 25000 pozos que utilizan el sistema de bombeo mecánico en Texas, la Superintendencia de operaciones de Mares (SMA) se encuentra en un excelente nivel, pero lo que se busca es focalizar el estudio a los pozos más críticos y que son de gran aporte a la producción de la SMA. Este grupo de pozos (49 pozos) conforman la fase I del programa de Análisis de fallas, a los cuales se les aplicó la metodología análisis de causa raíz para lograr la reducción del número fallas en estos pozos, ya que esta se encontraba muy por encima del estándar internacional.

La fuente de información para el histórico de fallas ha sido el software corporativo Dims for Windows (DFW), en el cual se lleva el registro de eventos en cada pozo de la SMA; esta información se ha ido cargando en el software Oil field Manager (OFM), el cual permite generar gráficas donde se puede visualizar el tipo de falla que el pozo presentó. Estos tipos de fallas han sido clasificados en tres grupos: (1) fallas en la bomba, (2) fallas en las varillas, (3) fallas en la tubería de producción, a su vez estos fueron subdivididos en otros tipos de falla, para el caso de fallas en tubería se puede encontrar tubería rota por el cuello o tubería rota por el cuerpo; en el caso de las varillas estas pueden ser partida por el cuerpo, por el

pin o varilla desconectada , además se puede presentar daño en los acoples y en el cuadrante de las varillas. En la **figura 12** se muestra el número total de trabajos de varilleo en la SMA, y el porcentaje de cada uno para el año 2004.

**Figura 12.** Trabajos de varilleo en los campos de la SMA



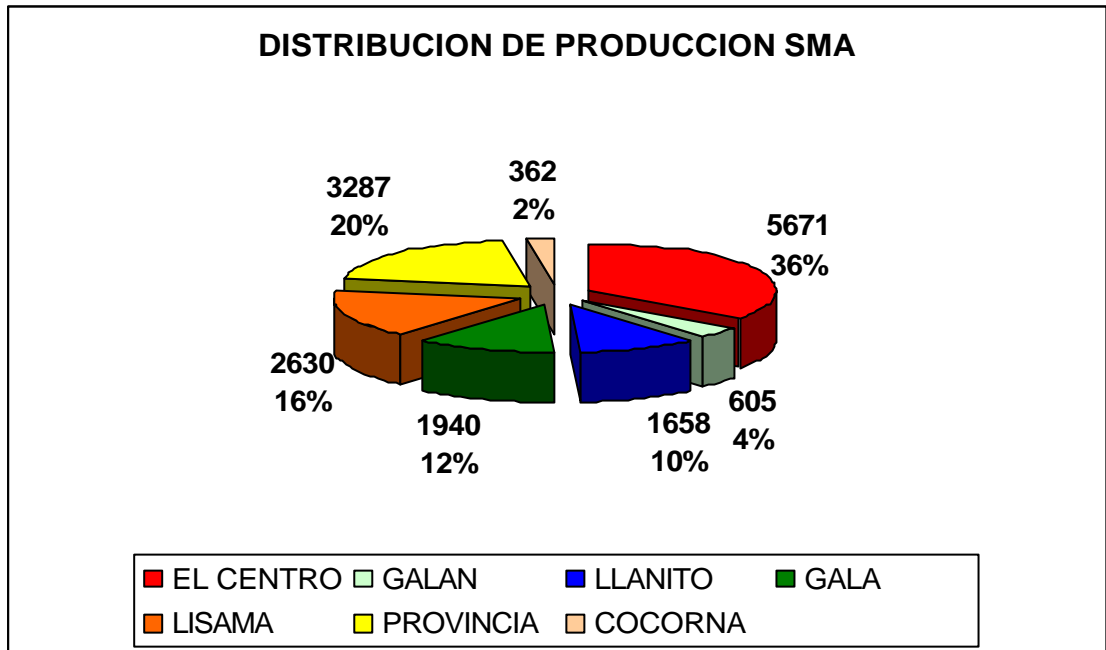
**Fuente.** Ecopetrol S.A.

La aplicación de la metodología análisis de causa raíz (ACR) ha permitido identificar los principales problemas que se presentan en los pozos de los campos de la superintendencia de Mares (SMA), los cuales han sido agrupados así:

|   |   |                                      |
|---|---|--------------------------------------|
| ➤ Pandeo de la tubería                                | } | Representan el 65 %<br>de las fallas |
| ➤ Corrosión por presencia de CO <sub>2</sub>          |   |                                      |
| ➤ Rozamientos entre la sarta de varillas y el tubing. |   |                                      |
| ➤ Bloqueo por arena y otros<br>Materiales en la bomba | } | Representan el 20 %<br>de las fallas |
| ➤ Bajo nivel de fluido y<br>Presencia de gas          | } | Representan el 15 %<br>de las fallas |

Los pozos incluidos dentro de la fase I para el año 2004 presentaron una frecuencia de falla de 2.55 trabajos / Año, lo cual permite evidenciar que la metodología ACR ha permitido reducir el número de fallas en estos pozos, que son de gran aporte a la producción del campo La Cira - Infantas representando el 25 % de la producción promedio del campo la Cira -Infantas que es de 5400 BPD, en la **figura 13**, se observa el porcentaje de contribución de cada campo a la producción promedio de la Superintendencia de Mares , la cual es de 15204 BPD.

**Figura 13.** Distribución de la producción en los campos de la SMA

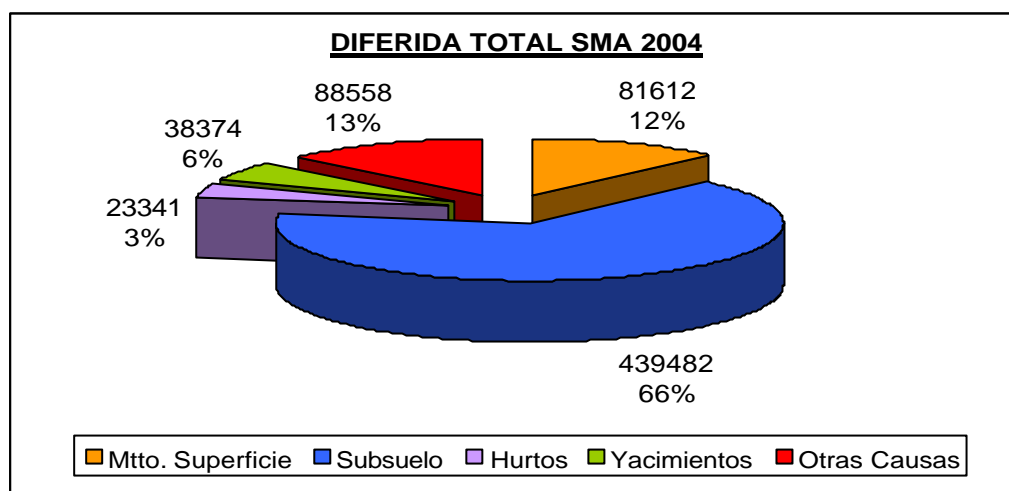


**Fuente.** Ecopetrol S.A.

La principal causa de producción diferida para el año 2004 en los campos de la Superintendencia de Mares se debe al mantenimiento de subsuelo en los pozos, es decir se dejaron de producir 439,482 bls de crudo, lo cual representa el 66 % de la producción diferida total para el año 2004, la cual fue de 671,367 bls. En la **figura 14.** Se puede observar la diferida total de la SMA para el año 2004.

Este valor de producción diferida se debe en gran parte a la falta de una metodología estructurada que permita evidenciar los principales problemas que presentan los pozos de la SMA, aunque no se puede generalizar los problemas porque cada pozo presenta un comportamiento particular, pero se pueden definir un grupo de problemas y soluciones a estos que permitan disminuir de esta manera las intervenciones y números de fallas de los pozos.

**Figura 14.** Diferida total en la Superintendencia de Mares



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

Con la aplicación de la metodología análisis de causa raíz se ha logrado reducir la frecuencia de fallas en los pozos incluidos en la fase I (49 pozos), los cuales presentaban en el año 2001 una frecuencia de falla de 5.04 trabajos / Año, para el 2004 presentaron una frecuencia de fallas de 2.55 trabajos / Año, lo cual se puede observar en la **Tabla 9**.

**Tabla 9.** Reducción de fallas fase I (49 pozos)

|  | 2000  | 2001  | 2002   | 2003   | 2004   |
|--|-------|-------|--------|--------|--------|
| No. de trabajos                                    | 242   | 247   | 161    | 130    | 125    |
| Frecuencia de trabajos intervenciones / pozo - año | 4.94  | 5.04  | 3.29   | 2.65   | 2.55   |
| Reducción (1)                                      | -     | -     | 34.72% | 47.37% | 49.39% |
| Diferida por trabajos realizados (BIs)             | 26128 | 27232 | 17336  | 17444  | 15160  |

(1) Reducción de la frecuencia de fallas con respecto al año 2001.

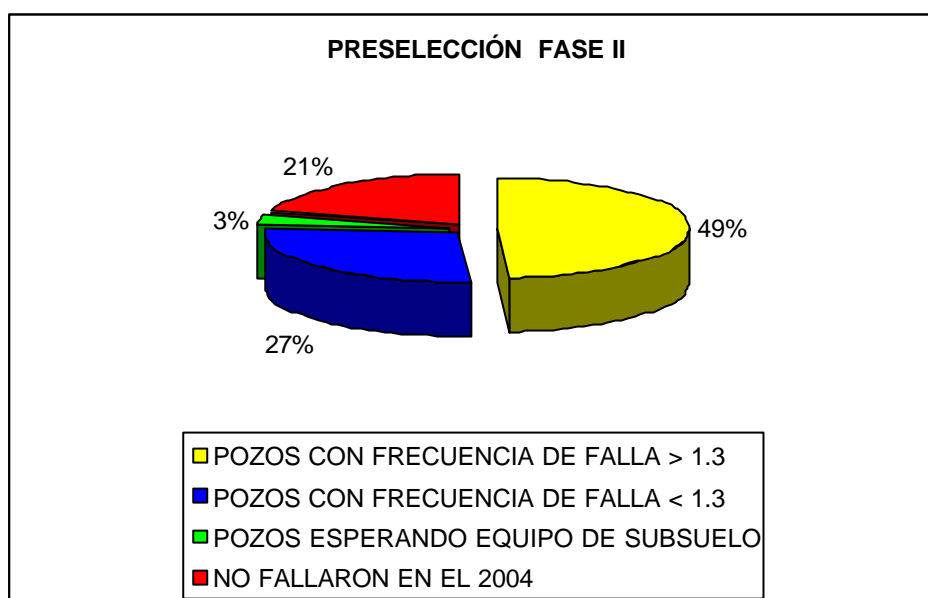
**Fuente.** Ecopetrol S.A.

En la fase II se tienen 100 pozos candidatos para la aplicación de la metodología ACR, a los cuales se les ha recolectado información para la actualización del histórico de fallas correspondiente a cada pozo, dentro de este grupo se encuentran una serie de pozos que presentaron en el año 2003 una frecuencia de falla de 2 trabajos / Año, la cual ha tenido un significativo aumento para el año 2004 a un valor de 2.63 trabajos / Año, lo que deja ver que si no se toman las medidas correctivas necesarias el índice de fallas se incrementará, causando mayor producción diferida aumentando de esta manera el valor del costo de levantamiento por barril.

Con la aplicación de la metodología ACR para el año 2005, se busca mantener la frecuencia de fallas dentro de la fase I, para el caso de los demás pozos incluidos en la fase II se busca realizar una selección de los pozos más críticos, para los cuales se dará un diagnóstico y las posibles soluciones a los problemas de fallas repetitivas que vienen presentando; con esto se busca lograr mantener o en el mejor de los casos obtener una reducción significativa en su frecuencia de fallas.

En la **figura 15** se muestra la preselección realizada de los pozos más críticos de los 100 pozos candidatos que se tenían para el programa de reducción de fallas fase II, dentro de este grupo se escogieron los pozos que presentaron una frecuencia de falla de 2 trabajos / Año en el 2003, los cuales en el 2004 obtuvieron una frecuencia de 2.63 trabajos por / Año.

**Figura 15.** Preselección de pozos incluidos en la fase II



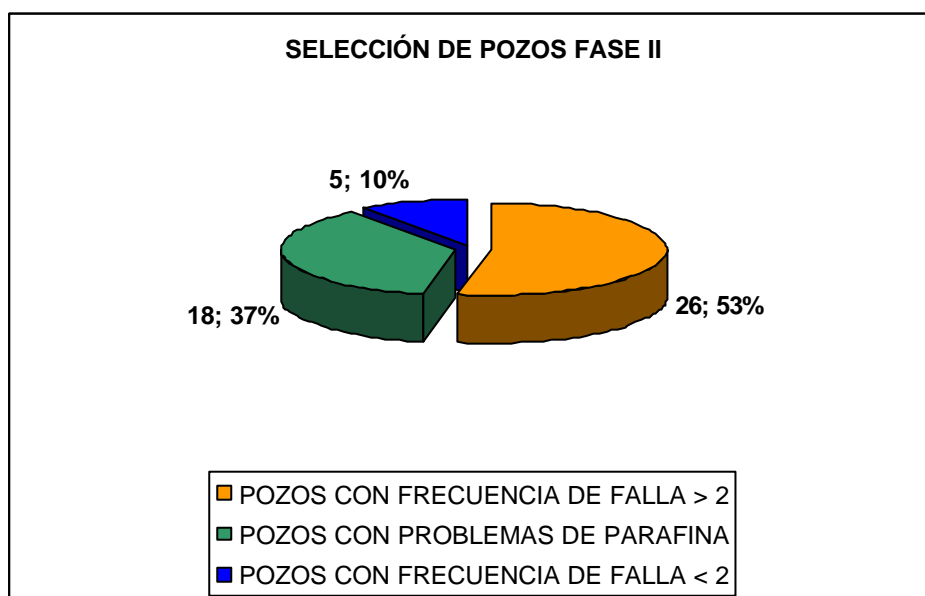
**Fuente.** Ecopetrol S.A.

De estos 49 pozos preseleccionados, se revisó el histórico de fallas de cada uno de estos pozos y se encontraron 26 pozos como los más críticos, los cuales representan el 25% de la producción de los 100 pozos candidatos que se tenían.

De los 23 pozos restantes 18 pertenecen al campo de Lisama, donde la mayoría de los pozos producen petróleo con una alta tendencia a la formación de compuestos orgánicos que se depositan en el tubing, las líneas de producción y facilidades de superficie, disminuyendo la producción y aumentando los costos operativos del campo. Durante la vida productiva del campo Lisama, se han aplicado varios métodos para el control de la parafina: Químicos (Inhibidores de parafina, solventes), Magnéticos (MFC, MAGCOP), Catalizadores Físicos (SOLAVITE) y el bombeo de aceite caliente, que ha sido el procedimiento más empleado en campo para remover la parafina en el sistema de producción.

Actualmente se está desarrollando un programa de Evaluación de tecnologías para el control de parafinas en los campos de la SMA, este programa es liderado por el Instituto colombiano del petróleo y Ecopetrol S.A. Estos pozos se incluirán dentro del programa con el fin de darle el tratamiento especial que estos requieren.

**Figura 16.** Selección de pozos para el programa reducción de fallas Fase II



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

### 3.1 METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR)

El Análisis de causa raíz es un proceso estructurado, enfocado y analítico que permite identificar las causas que dan origen a las fallas. También permite identificar cuál es la solución más adecuada para corregir la causa identificada y como realizar su seguimiento. El método de Análisis de Causa Raíz, -ACR-, se divide en diferentes fases que se deben seguir para llevar a cabo un proceso de

Análisis de Causa Raíz, y para cada una de las fases se presentan las sub-etapas que se deben ejecutar con las correspondientes metodologías que mejor aplican a cada una de ellas.






El ACR puede ser utilizado para la evaluación de cualquier problema. Por su estructura, el ACR es un proceso que consume tiempo y recursos por lo tanto se debe establecer desde un principio si el incidente ó problema requiere realizar ó no un estudio de ACR. Con el fin de saber si una falla requiere de un ACR, se debe evaluar basado en sus consecuencias, por ejemplo: fallas que involucren la integridad de las personas, las inversiones o infraestructura, el medio ambiente, la reputación de la empresa ó la combinación de varias o todas las anteriores. La matriz de evaluación de riesgo permite identificar cuando un análisis de ACR debe ser ejecutado y permite establecer quien es el responsable de la ejecución del ACR dentro de la organización.

Al utilizar la matriz de riesgo, inicialmente se debe establecer las consecuencias directas del incidente: Personas, Equipos, Producción, Ambiente y Reputación ó la combinación de varias. Luego establecer la probabilidad de que el incidente ocurra de nuevo. Con estos dos parámetros identificar el cajón a que pertenece el incidente y tomar la acción de acuerdo con las guías relacionadas debajo de la matriz. La estimación de la consecuencia se basa en escenarios de “qué pudo ocurrir” y la estimación de la probabilidad se basa en información histórica de que tal escenario ocurrió en similares condiciones, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas.

**Tabla 10.** Matriz Análisis de riesgo

| CONSECUENCIAS                 |                            |               |                      |   | PROBABILIDAD                   |                             |                                       |  |                             |
|-------------------------------|----------------------------|---------------|----------------------|---|--------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|--|-----------------------------|
| Personas                      | Económicas                 | Ambiental     | Imagen de la Empresa |   | No ha ocurrido en la Industria | Ha ocurrido en la Industria | Puede ocurrir en los próximos 10 años | Puede ocurrir en los próximos 1-2 años | Sucede varias veces por año |
|                               |                            |               |                      |   | A                              | B                           | C                                     | D                                      | E                           |
| Una o más fatalidades         | Catastrófica > 10 Millones | Masivo        | Internacional        | 5 | M                              | M                           | H                                     | H                                      | H                           |
| Incapacidad permanente        | Grave 1-10 millones        | Mayor         | Nacional             | 4 | L                              | M                           | M                                     | H                                      | H                           |
| Incapacidad temp. > 1 día     | Severo 100 mil - 1 millón  | Localizado    | Regional             | 3 | N                              | L                           | M                                     | M                                      | H                           |
| Lesión menor no incapacidad   | Importante 10 mil-100 mil  | Menor         | Local                | 2 | N                              | N                           | L                                     | L                                      | M                           |
| Lesión leve primeros auxilios | Marginal < 10 mil          | Leve          | Interna              | 1 | N                              | N                           | N                                     | L                                      | L                           |
| Ninguna lesión                | Ninguna                    | Ningún efecto | Ningún impacto       | 0 | N                              | N                           | N                                     | N                                      | N                           |

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

-  Requiere de un análisis completo de ACR, con responsabilidad de la Gerencia
-  Requiere de un análisis completo y de un líder del equipo multidisciplinario
-  Requiere de ACR, es responsable el departamento involucrado.
-  No requiere de análisis ACR. El análisis lo debe realizar el departamento involucrado.
-  No requiere ACR. El incidente se maneja a través de los procedimientos de rutina.

## 3.2 FASES DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ<sup>2</sup>

El proceso de Análisis de causa raíz se desarrolla en seis fases:

- Análisis del Problema.
- Consideración de todas las causas posibles de la falla.
- Análisis y validación de evidencias para Identificar la causa raíz.
- Consideración de todas posibles soluciones a la causa raíz.
- Selección de la mejor solución.
- Implementación de la solución y seguimiento.

**3.2.1 Fase 1: Análisis del problema.** El objetivo de esta etapa es la captura inmediata de las circunstancias que rodearon el incidente por aquellas personas que estuvieron directamente involucradas.

La primera etapa del proceso está enfocada a una identificación clara y rigurosa del problema (la diferencia entre algo imaginado ó deseado y lo que realmente está sucediendo). Posteriormente, la definición del problema está enfocada a identificar los síntomas de la falla, el equipo que falló, la ubicación y el tipo de la falla.

**3.2.1.1 Identificación del Problema.** El identificar el problema algunas veces no es tan evidente, principalmente porque existen muchos problemas que dificultan el saber por donde se debe empezar. El proceso a seguir en esta etapa y las metodologías que se recomiendan, ayudan a determinar por donde empezar. El

---

<sup>2</sup> Instituto colombiano del petróleo .Curso Materiales de Ingeniería 2005. Metodología análisis de causa raíz.

producto final de esta etapa es el Establecimiento del Problema, lo cual permite ubicar un punto de partida y el nivel de expectativa.

Las sub-etapas del proceso de Identificación del Problema se describen a continuación:

**Tabla 11.** Sub-etapas del proceso de Identificación del Problema.

| <b>Sub-etapa</b>  | <b>Metodología</b>                                     |
|---|--|
| Revisar la historia del incidente, liste los problemas y preocupaciones.                          | <b>Diagrama de relación (Inventario / agrupación )</b> |
| Por cada preocupación defina el resultado que fue el disparador.                                  | <b>Línea de tiempo (secuencia de eventos)</b>          |
| Agrupe le problema dentro de problemas tipo o áreas problemas.                                    | <b>Modelo de cambio</b>                                |
| Priorizar los problemas basado en el impacto (identificar el mas importante)                      | <b>Diagrama de pareto</b>                              |
| Trabaje el establecimiento del problema en términos del comportamiento esperado contra el actual. | <b>Establecimiento del problema</b>                    |

**Fuente.** Curso Materiales de Ingeniería 2005

En este proceso es importante:

- ✓ Seguir detalladamente las evidencias del Reporte del Incidente.
- ✓ Definir los límites del problema.

- ✓ Revisar los registros actuales y los históricos.
- ✓ No tratar el problema aisladamente.
- ✓ Mantener el problema simple.
- ✓ Observar el problema desde diferentes ángulos.

**3.2.1.2 Descripción del problema.** A través de esta etapa del Análisis del Problema se le da respuesta a la pregunta: ¿Qué hechos o evidencias indican que hay un problema? En esta etapa se dedica un gran esfuerzo a la recolección de información. Mientras más precisa sea la información “**que y donde si es**” y “**que y donde no es**” el producto final de la etapa de Análisis de Causas será mejor. Las sub-etapas del proceso de Descripción del Problema se describen a continuación:

**Tabla 12.** Sub-etapas del proceso de Descripción del Problema

| <b>Sub-etapa</b>  | <b>Metodología</b>   |
|---|--|
| Construir el modelo de diferenciación “ <b>que es sí / que es no</b> ”  | <b>Modelo si es / no es</b>                                  |
| Si el Modelo Tiempo tiene algunos cajones vacíos, use el Modelo de Señalamiento para determinar la necesidad de datos adicionales | <b>Modelo de señalamiento</b><br><b>Recolección de datos</b> |
| Si es necesario, revise la metodología e información de la etapa previa   | LÍNEA DE TIEMPO<br><b>Modelo de cambio</b>                   |

**Fuente.** Curso Materiales de Ingeniería 2005

En este proceso es importante:

- ✓ Esté seguro de la calidad de la información, considere “ **únicamente evidencias**”
- ✓ Busque la información en varias fuentes: Reporte del incidente, registro, mantenimiento, historia del equipo, operaciones, ingeniería, fabricante, y compras.
- ✓ Utilice varias formas de recoger la información: entrevistas, reportes escritos, gráficos, procesos de computación, visitas a campo y observaciones.
- ✓ Manténgase dentro del proceso. No se salte las etapas, no avance al análisis de la causa raíz ó al desarrollo de la solución.
- ✓ Responda a la pregunta *¿Qué?* y no a la pregunta *¿Por qué?*

**3.2.2 Fase 2: Consideración de todas las causas posibles.** Para que el proceso de ACR sea exitoso, una vez establecido el problema en la etapa anterior, se debe ser estricto en continuar detalladamente con el proceso y la utilización de fuentes de información confiables. No se debe caer en la tentación de establecer conclusiones en esta fase, ya que siguiendo estrictamente el proceso, se pueden identificar causas raíz ocultas. Además, a través de la Fase 3 se proveen los detalles de cómo estas causas identificadas explican o soportan los efectos establecidos en la fase anterior.

**3.2.2.1 Análisis de las Causas Posibles.** El objetivo de esta etapa es determinar tantas causas como sea posible del problema. El producto final de esta etapa es un listado de Causas Posibles: causas que pueden resultar en un efecto igual al problema. En esta etapa estamos listos para preguntar y comenzar a responder los siguientes interrogantes: ¿por qué sucedió esto? , ¿Qué pudo haber

causado **que esto sucediera?** El proceso de Análisis de Causas Posibles y sus sub-etapas y metodologías que la soportan esta definida a continuación:

**Tabla 13.** Sub-etapas del análisis de causas posibles.

| <b>Sub-etapa</b>   | <b>Metodología</b>  |
|--|---|
| Determine las causas próximas del problema: Hechos conocidos directamente relacionados con el problema antes de pasar a las asunciones <b>¿por qué sucedió esto?</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Método de la escalera</b></li> <li>• <b>Análisis de árbol de fallas</b></li> <li>• <b>Análisis de cambio</b></li> </ul> |
| A través de una lluvia de ideas determine las causas posibles <b>¿por qué sucedió aquello?</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Diagrama de espina de pescado.</b></li> <li>• <b>Lista de chequeo de la interfase personas / sistema.</b></li> </ul>    |

**Fuente.** Curso Materiales de Ingeniería 2005

### 3.2.3 Fase 3: Análisis y validación de la evidencia para identificar la causa raíz.

**3.2.3.1 Validación de las causas.** El propósito de la *validación* es determinar cuál de las Causas Posibles determinadas en la Fase 2 tienen evidencias ó hechos que la soportan. El objetivo es eliminar información no verificable ó no lógicamente soportada. Lo que se busca es asegurar que el Proceso de Solución Del Problema esté basado en hechos; de forma tal que se garantice que las recomendaciones son las apropiadas a la causa del problema. La tabla a continuación ilustra el proceso de validación:

**Tabla 14.** Proceso de validación

| <b>Sub - etapa</b>  | <b>Si la respuesta es SI</b>             | <b>Si la respuesta es NO</b>                       |
|---|--|--|
| 1.Revise cada causa posible y pregunte <b>“Tengo evidencias que soportan esta causa ”</b>           | Entonces se convierte en causa probable. | <b>Pase a la pregunta 2</b>                        |
| 2.Luego pregunte: <b>“Tengo todas las evidencias para eliminar esta causa”</b>                      | Elimine la causa del listado.            | <b>Pase a la pregunta 3</b>                        |
| 3. luego pregunte <b>“ Existe más información disponible para confirmar o rechazar esta causa ”</b> | Busque más evidencias.                   | <b>Mantenga la causa en el listado (Remanente)</b> |

**Fuente.** Curso Materiales de Ingeniería 2005

**3.2.3.2 Verificación de la causa.** El objetivo de esta etapa, en el *Análisis de causa raíz* es identificar y verificar cuál de las causas probables y de las remanentes causas posibles concuerdan con cada dimensión de la Descripción del Problema. El propósito de la verificación, es mantener un enfoque basado en hechos y asegurar que las causas remanentes estén conectadas con el problema. Aquellas causas que concuerdan con la descripción del problema verifican el problema se convierten en causas raíz. Las causas que coinciden con las cuatro dimensiones, pero que no pueden ser verificadas, permanecen como Causas Posibles.

### **3.2.4 Fase 4. Consideración de las posibles soluciones a la causa raíz.**

**3.2.4.1 Planteamiento de la decisión.** El planteamiento provee el foco para las otras etapas a desarrollar, y permite asegurar que existe un entendimiento general de que es lo que se quiere lograr y evita que se este trabajando en el problema equivocado. El planteamiento de la decisión debe estar conectado exclusivamente con la causa del problema.

**3.2.4.2 Selección de criterios.** Definir los factores específicos que deben ser satisfechos por la solución. Provee las definiciones y acuerdos comunes con respecto a que es lo que se necesita y su grado de aceptación. Esto permite identificar objetivamente diferentes soluciones, ya que se han definido los requerimientos mínimos y los deseables que deben cumplir. El proceso de establecer la Selección de los criterios esta basado en definir los requerimientos mínimos a cumplir y los deseables.

**3.2.4.3 Selección de alternativas.** El propósito de generar soluciones alternativas es asegurarse que se está analizando más ampliamente la solución al problema. Esta etapa se enfoca en buscar soluciones desde otros puntos de vista por ejemplo; “mejoramiento del equipo existente” ó “equipo de nueva tecnología”. Algunas veces, una solución ideal está por fuera del alcance desde el punto de vista económico, sin embargo, una solución que cumpla con todos los requerimientos mínimo necesarios debe ser justificada económicamente.

**3.2.5 Fase 5: Selección de la mejor solución.** La fase final en el proceso de solución de problemas operacionales es el desarrollo de la solución. El proceso de seleccionar la mejor solución involucra: 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. Siguiendo esta metodología no solo se logra que la solución esté direccionada a corregir la causa del problema, sino también asegura que las soluciones no son causas de otros problemas en el futuro.

**3.2.5.1 Análisis de la decisión.** El propósito del análisis de decisiones es proveer los medios para determinar la Alternativa más balanceada. Esto significa, la alternativa que cumpla con todas los requisitos mínimos y genere los menores riesgos de crear otros problemas.

**3.2.6 Fase 6: Implementación de la solución y seguimiento.** Una implementación disciplinada, documentada y una evaluación de las soluciones recomendadas proveen la base de un proceso de aprendizaje continuo y de mejoramiento. Un seguimiento de la solución implementada permite identificar la efectividad de la solución misma.

Se deben documentar las soluciones efectivas y las lecciones aprendidas, y diseminarla dentro de la organización con el fin de evitar que el problema se repita en otro lugar distinto a su sitio de trabajo. En otros casos, el resultado de un ACR puede llevar a la implementación de una mejor práctica operativa, la generación de normas internas de obligatorio cumplimiento, ó manuales guía de consulta.

#### **4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR) EN LOS CAMPOS DE LA SMA**

A continuación se presenta un ejemplo de la aplicación de la metodología ACR, al pozo La Cira 1880; además se presentan las recomendaciones para el grupo de pozos incluidos en el programa de reducción de fallas fase II.

##### **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 1880**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo LC 1880
- Caracterización de elementos fallados LC 1880
- Reporte de producción del pozo LC 1880
- Prueba de gases en cabeza de pozo

Según el histórico de fallas el pozo viene presentando fallas asociadas a tubería rota por el cuerpo desde 1992, las fallas se presentan a lo largo de toda la sarta de producción. En el 2004 se realizaron 3 trabajos por tubería rota.

Se cuenta con elementos fallados retirados del pozo, en los cuales se puede observar desgaste severo causado por el efecto combinado de corrosión y rozamiento.

El reporte de producción indica que el pozo presenta una producción bruta de 200 BPD y un BSW de 88 %.

El reporte del taller de bombas indica que se ha encontrado arena y rastros de corrosión en los elementos retirados de la bomba.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

- Corrosión
- Pandeo
- Condiciones de operación de la bomba.

#### **Corrosión**

La alta producción bruta del pozo y el BSW actual de 88% permiten que se den las condiciones necesarias para el desarrollo de un ambiente corrosivo que afecte los componentes de subsuelo. En los elementos retirados del pozo se puede observar que se está dando un fenómeno de corrosión y rozamiento entre la tubería de producción y la sarta de varillas. Lo anterior es ratificado por las pruebas de gases realizadas en cabeza de pozo, las cuales indican la presencia de 1.5 % CO<sub>2</sub> en volumen, 5 ppm de H<sub>2</sub>S a una temperatura de 37 °C y una presión de 50 psi. Según la norma NACE MR 0176, bajo estas condiciones y un BSW del 88%, se está presentando una corrosión severa.

#### **Pandeo (Buckling)**

De acuerdo con las variables operacionales actuales: profundidad de la bomba, fluido sobre la bomba y diámetro del pistón, la tubería está sometida a cargas de pandeo durante la carrera ascendente del pistón.

Para determinar si la tubería está sometida a pandeo, se debe calcular la carga generada durante la carrera ascendente del pistón,  $f$ , según Lubinski et al. Donde:

$F$ : carga ficticia a calcular y que actúa en el fondo sobre la tubería

$\gamma_{\text{fluido}}$ : gradiente del fluido del pozo

$h_{\text{bomba}}$ : profundidad de la bomba

$FSB$ : fluido sobre la bomba

$$f = a\Delta p$$

$$f = \frac{P}{4} (OD_{\text{piston}})^2 \gamma_{\text{fluido}} (h_{\text{bomba}} - FSB)$$

$$f = \frac{P}{4} * (2.25^2) * 0.433 * (2745 - 1549)$$

$$f = 2073lb$$

Posteriormente, se debe calcular cuál es la carga crítica,  $f_{\text{crit}}$ , que genera pandeo en la tubería, según Lubinski et al, donde:

$E$ : modulo de elasticidad del material acero ( $30 \times 10^6$  psi)

$I$ : momento de inercia de la tubería de producción ( $\text{in}^4$ )

$w_{\text{eff}}$ : peso efectivo de la tubería (lb/pie)

$w_{\text{st}}$ : peso unitario de la tubería (lb/pie)

$w_{\text{if}}$ : peso unitario del fluido dentro de la tubería (lb/pie)

$w_{\text{of}}$ : peso unitario del fluido externo desplazado por la tubería (lb/pie)

$$f_{crit} = 1.93 \sqrt[3]{EIw_{eff}^2}$$

$$f_{crit} = 1.93 \sqrt[3]{30 \times 10^6 * \frac{P}{64} (OD_{tubing}^4 - ID_{tubing}^4) * (w_{st} + w_{if} - w_{dof})^2}$$

$$f_{crit} = 1.93 \sqrt[3]{30 \times 10^6 * \frac{P}{64} (2.875_{tubing}^4 - 2.441_{tubing}^4) * (0.62)^2}$$

$$f_{crit} = 509 \text{ lb}$$

**Fuerza efectiva:** 2073 lb

**Fuerza crítica:** 509 lb

Debido a que  $f_{crit} < f$  (509 lb < 2073 lb) entonces la tubería está sometida a pandeo.

Para saber hasta qué altura la tubería presenta condiciones críticas de pandeo, entonces:

$$n = \frac{f}{w_{eff}}$$

$$n = \frac{2073 \text{ lb}}{0.62 * 12 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}}$$

$$n = 280 \text{ ft}$$

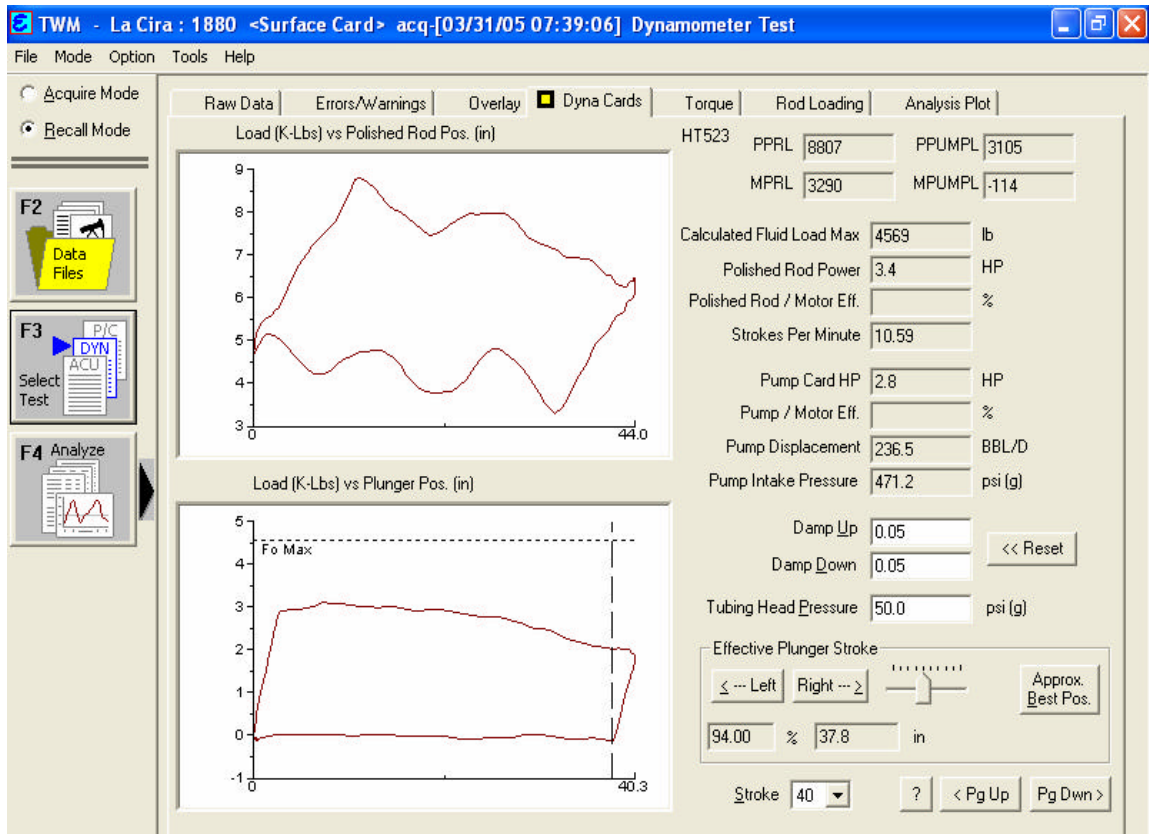
El valor calculado indica que las condiciones de pandeo en la tubería se presentan hasta una altura de 280 ft por encima de la bomba.

### Condiciones de operación de la bomba

El registro de dinagrama y sonolog tomado el 31 de Marzo de 2005, se puede observar que la bomba tiene un llenado del 94% y un nivel de fluido sobre la

bomba de 1592 ft, la prueba de válvulas indica que la válvula viajera está presentando pase.

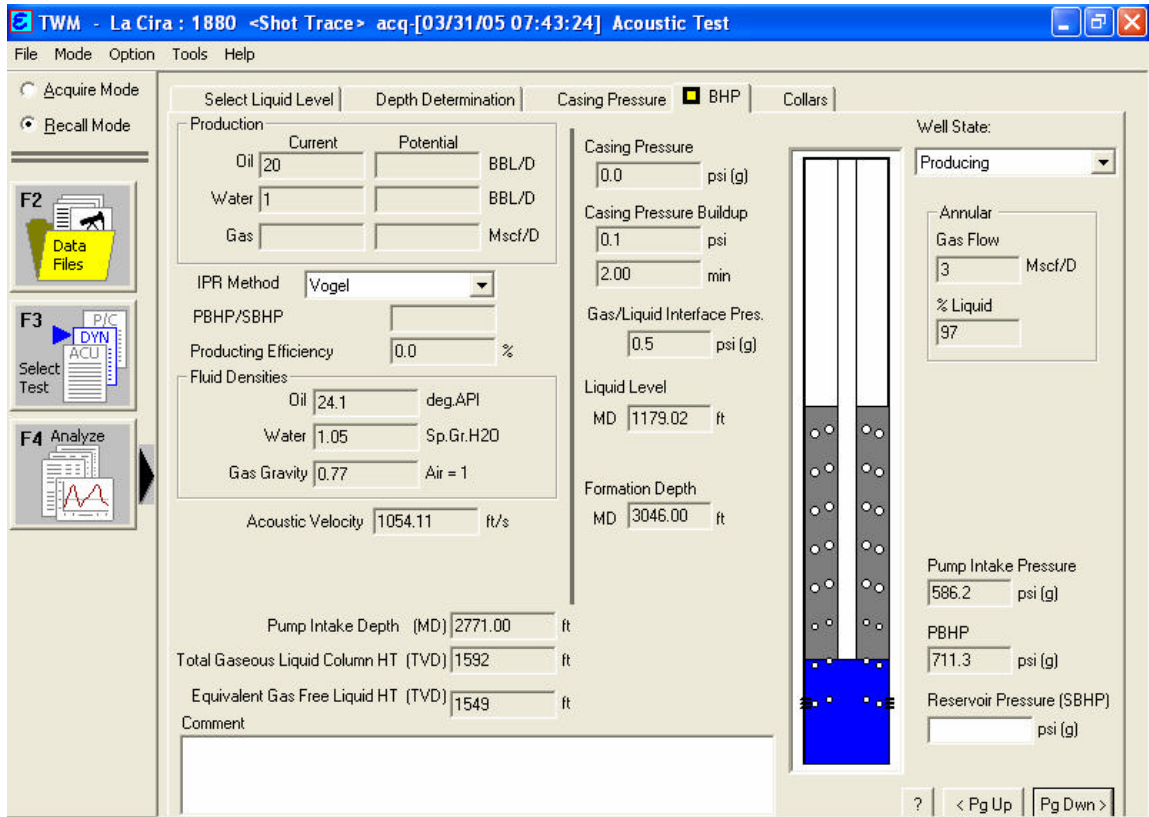
**Figura 17.** Dinagrama pozo La Cira 1880.



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

Dinagrama pozo La Cira 1880, en el cuál se observa un llenado del 94% en la bomba.

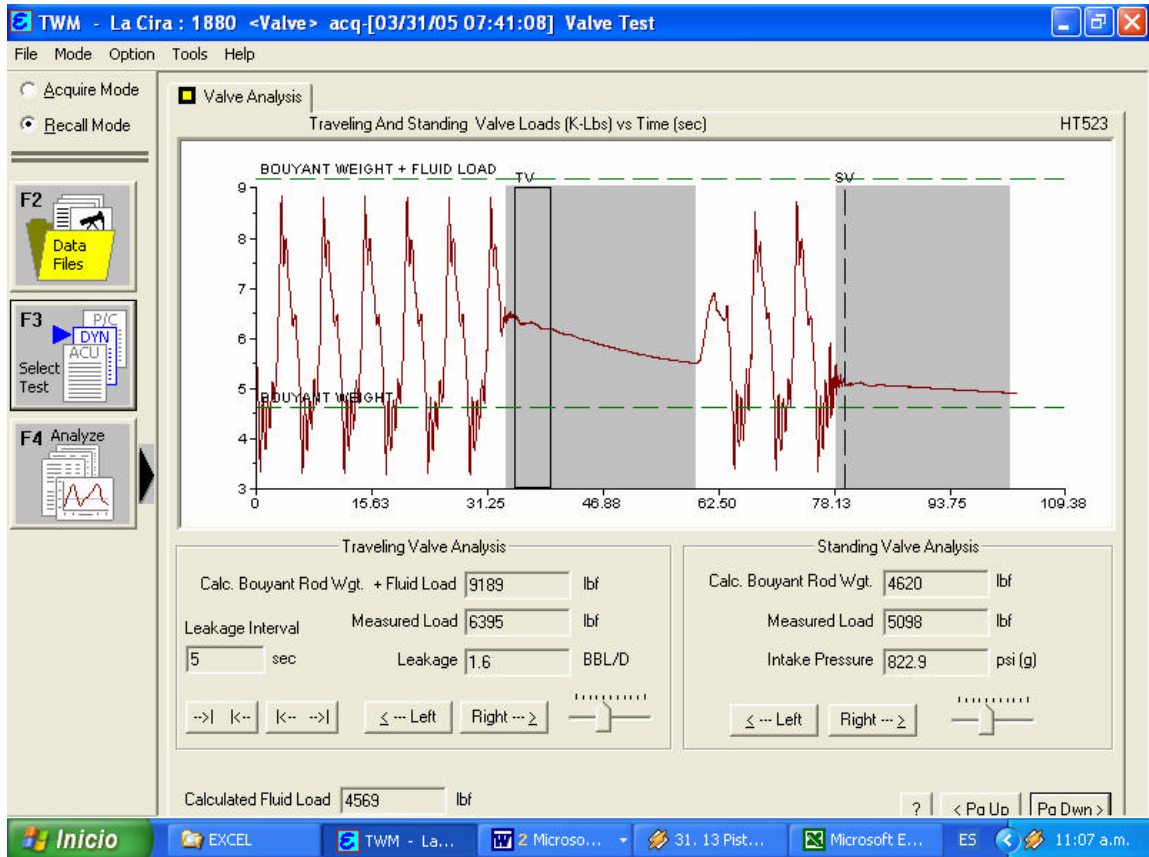
**Figura 18.** Sonolog pozo La Cira 1880.



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

En el sonolog anterior se observa un nivel de fluido sobre la bomba de 1549 ft y un flujo de gas por el anular de 3 Mscf/ D

**Figura 19.** Prueba de válvulas pozo La Cira 1880.



Fuente. Ecopetrol S.A.

## CAUSAS PROBABLES DE DAÑO

- Corrosión
- Pandeo

### MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS

1. Realizar cambio total de la sarta de tubería, el 27 de Enero de 2005 se realizó cambio parcial de la tubería (30 tubos).
2. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión.
3. Realizar seguimiento a la aplicación del inhibidor de corrosión con el fin de verificar su efectividad.
4. Instalar cupones de corrosión para comprobar que la velocidad de corrosión se está controlando con el tratamiento.
5. Instalar rotador de tubería para que el inhibidor se distribuya alrededor de toda la tubería.
6. Instalar varillas con centralizadores con el fin de disminuir el rozamiento entre la sarta de varillas y la tubería de producción.
7. Instalar rotadores de varillas con el fin de alargar la vida útil de los centralizadores y su desgaste sea uniforme.
8. Instalar ancla de tubería a tensión para lograr disminuir el pandeo de la tubería de producción.
9. Realizar trabajo de limpieza de arenas, ya que se encuentran tapados los intervalos 3180 - 3196 ft.

### COSTO DE MATERIALES

|   |                      |
|---|----------------------|
| Tubería de 2-7/8 in ( 61 tubos ) :        | \$ 17'690.000        |
| Varillas 7/8" con centralizadores (51 ) : | \$ 8'179.635         |
| Varillas 3/4" con centralizadores (57 ) : | \$ 7'891.650         |
| Tratamiento inhibidor de corrosión :      | \$ 1'808.940         |
| <b>TOTAL</b>                              | <b>\$ 35'562.225</b> |

## REGISTRO FOTOGRÁFICO

Acoples analizados en el Instituto colombiano del petróleo.

La morfología de la superficie externa de los acoples analizados indican que la pérdida de material se debe al efecto combinado de un fenómeno de corrosión principalmente y en menor proporción a desgaste por rozamiento del acople con el tubing. El fenómeno de corrosión se evidenció por la presencia de socavaduras. La **Tabla 15** relaciona los acoples analizados y en las figuras se presenta de manera general el daño descrito.

**Tabla 15.** Resultados del análisis de los acoples pozo La Cira 1880.

| Acople No | Profundidad [ft] | Mecanismo de daño    | Tamaño |
|-----------|------------------|----------------------|--------|
| 3         | 75               | Corrosión – desgaste | 7/8    |
| 5         | 125              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 13        | 325              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 14        | 350              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 16        | 400              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 17        | 425              | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 18        | 450              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 19        | 475              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 22        | 550              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 31        | 775              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 37        | 925              | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 43        | 1075             | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 49        | 1225             | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 60        | 1500             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 64        | 1600             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 66        | 1650             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 67        | 1675             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 73        | 1825             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 75        | 1875             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 77        | 1925             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 79        | 1975             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 80        | 2000             | Corrosión - desgaste | 3/4    |
| 7/84      | 2100             | Corrosión - desgaste | 7/8    |
| 116       | 2900             | Corrosión - desgaste | 7/8    |

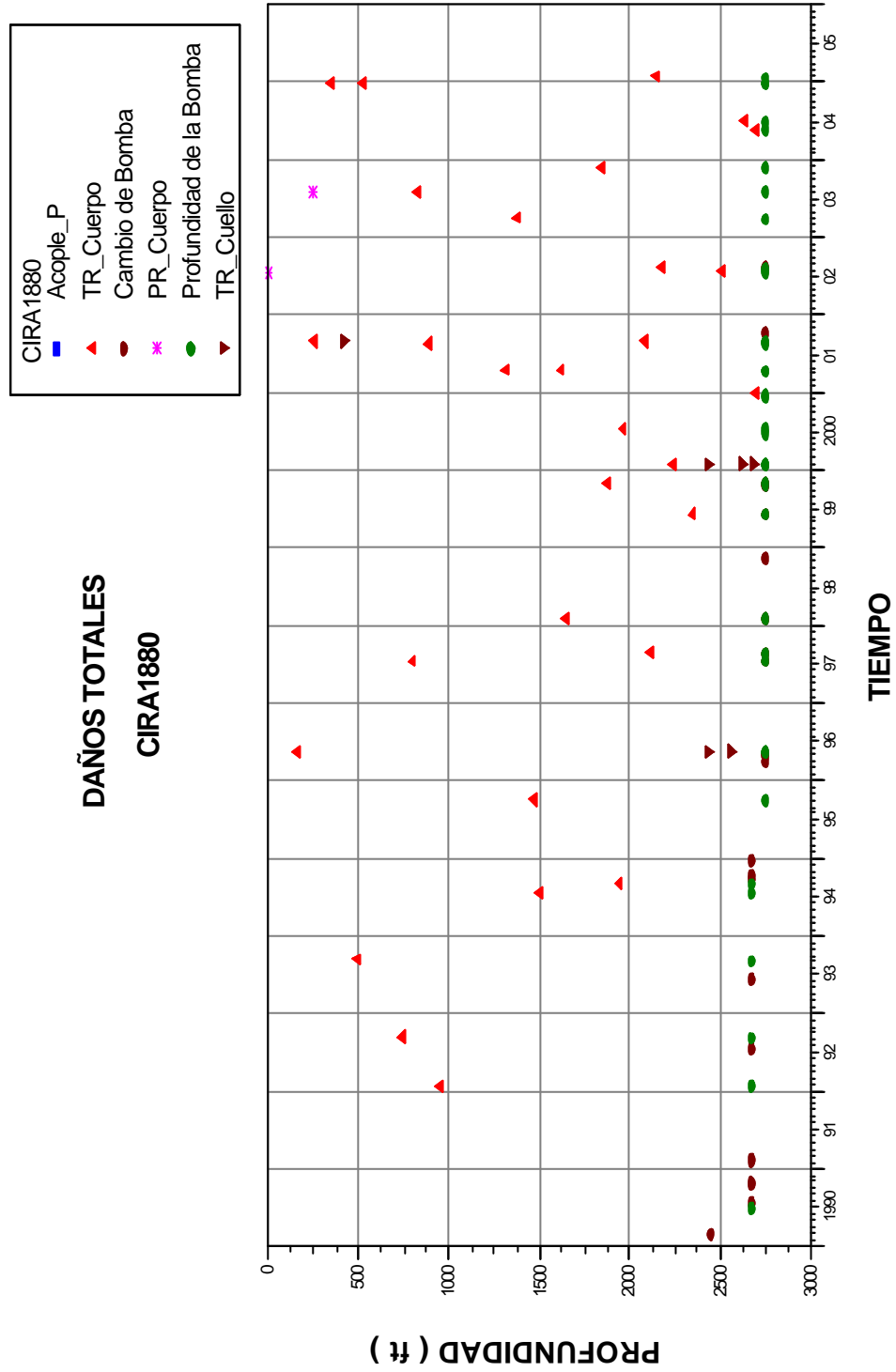
**Fuente.** Ecopetrol S.A.



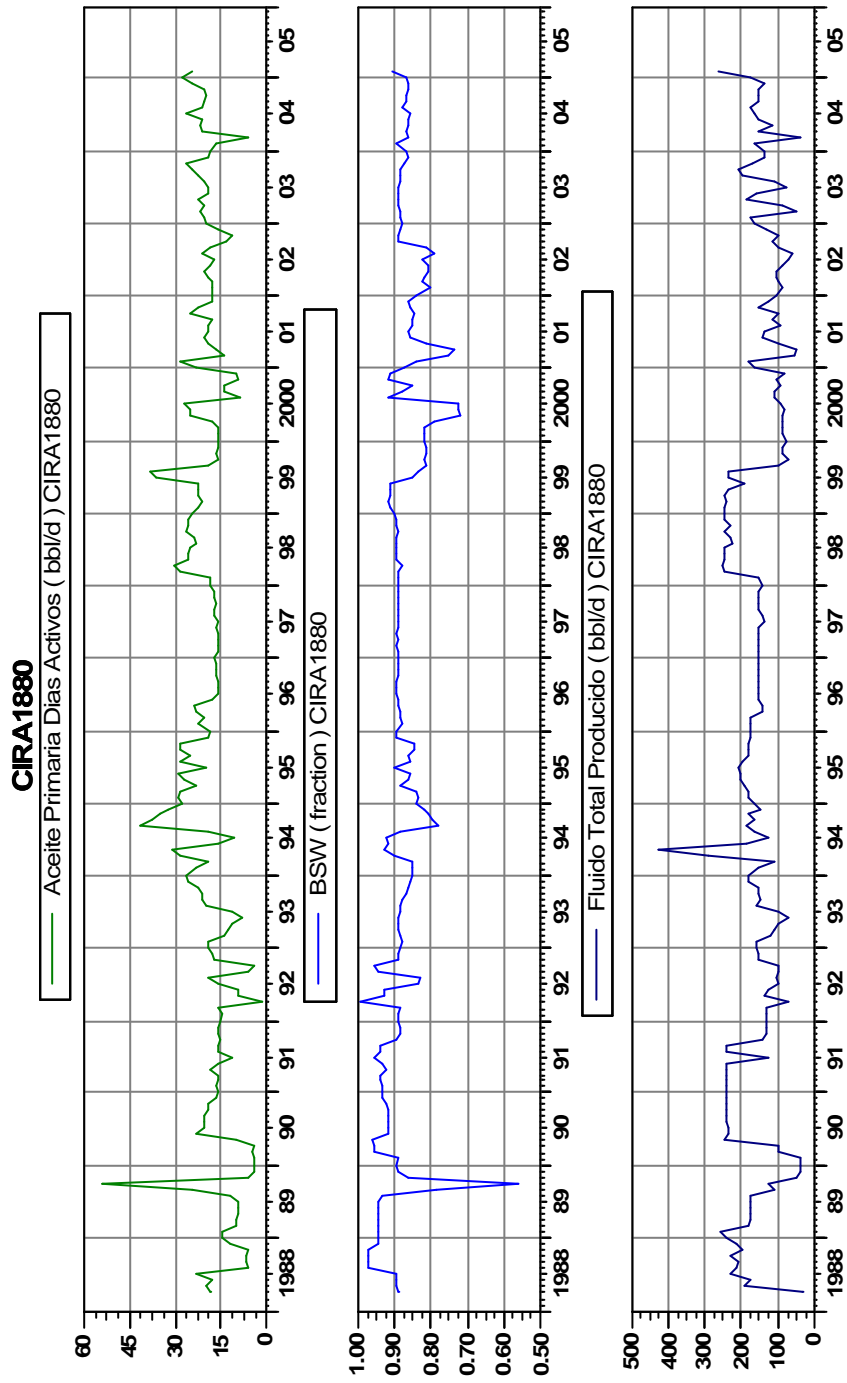
**Figura 20.** Muestra de acople No 3 de 7/8". Pozo La Cira 1880



Vista superior de muestra de Acople afectada por el efecto combinado de corrosión y rozamiento.

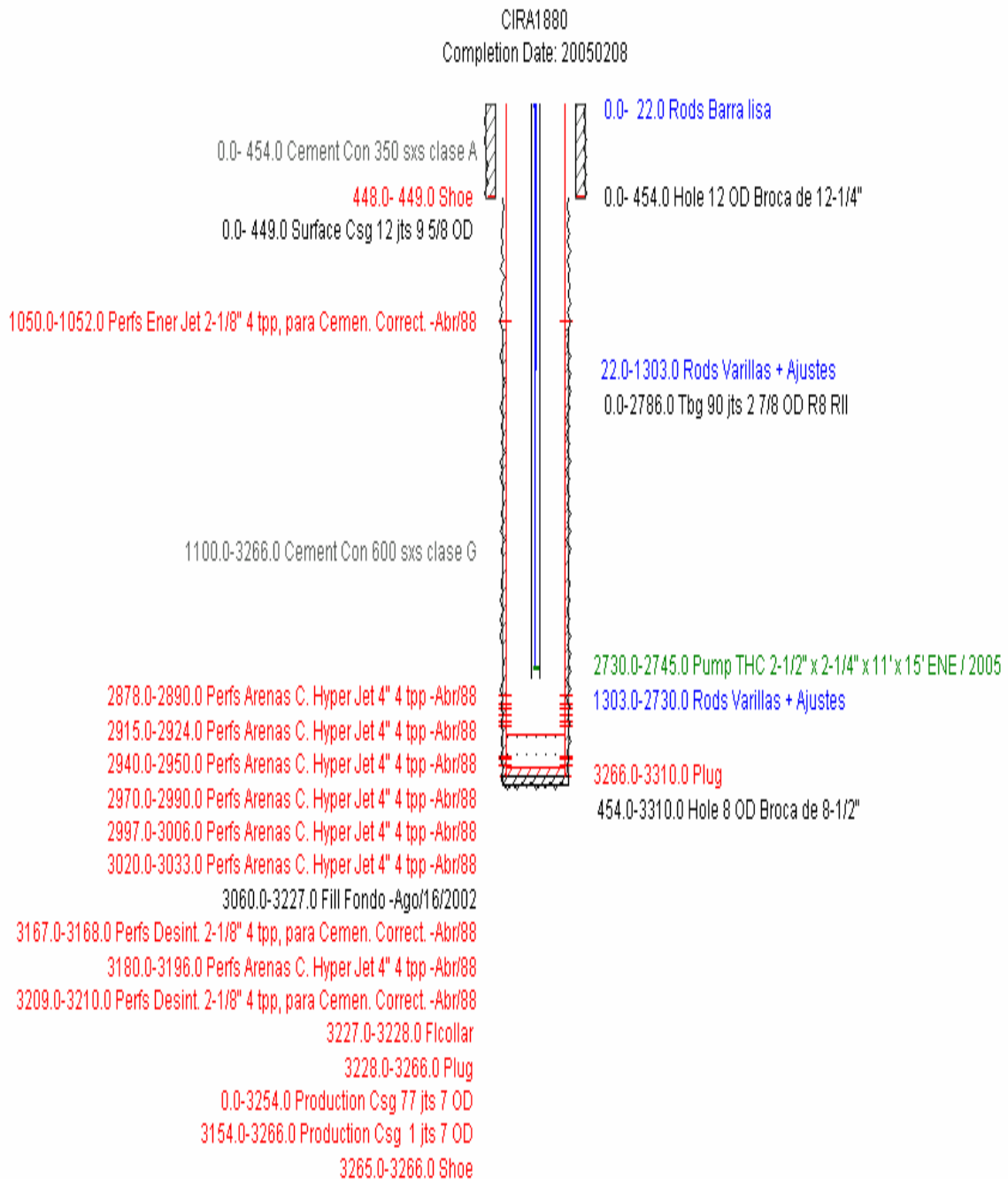


**Figura 21.** Histórico de fallas pozo La Cira 1880.



**Figura 22.** Gráficas de producción primaria, bruta (bbl/d) y BSW pozo La Cira 1880

**Figura 23.** Estado mecánico pozo La Cira 1880



**Fuente.** Ecopetrol S.A.

**Tabla 16.** Dosificación y costos del tratamiento inhibidor de corrosión para los pozos del programa reducción de fallas Fase II.

| POZO             | BPD | Primer bache (Litros) | Segundo bache (Litros) | Tercer bache (Litros) | Cuarto bache (Litros) | Bache quincenal (Litros) | Total de Químico (Litros) | Tambores de Químico | Costo           |
|------------------|-----|-----------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------|
| INFANTAS 595     | 55  | 8                     | 6                      | 3                     | 1                     | 3                        | 78                        | 0,37                | \$ 530.441,22   |
| SAN SILVESTRE 39 | 45  | 6                     | 5                      | 3                     | 1                     | 2                        | 55                        | 0,26                | \$ 374.029,06   |
| LA CIRA 773      | 340 | 47                    | 34                     | 21                    | 9                     | 17                       | 451                       | 2,17                | \$ 3.067.038,31 |
| LA CIRA 823      | 14  | 2                     | 1                      | 1                     | 0                     | 1                        | 24                        | 0,12                | \$ 163.212,68   |
| LA CIRA 839      | 15  | 2                     | 2                      | 1                     | 0                     | 1                        | 25                        | 0,12                | \$ 170.013,21   |
| LA CIRA 881      | 20  | 3                     | 2                      | 1                     | 1                     | 1                        | 27                        | 0,13                | \$ 183.614,27   |
| LA CIRA 1127     | 110 | 15                    | 11                     | 7                     | 3                     | 6                        | 156                       | 0,75                | \$ 1.060.882,43 |
| LA CIRA 1136     | 250 | 35                    | 25                     | 16                    | 6                     | 13                       | 342                       | 1,64                | \$ 2.325.780,71 |
| LA CIRA 1215     | 400 | 55                    | 40                     | 25                    | 10                    | 20                       | 530                       | 2,55                | \$ 3.604.280,05 |
| LA CIRA 1234     | 55  | 8                     | 6                      | 3                     | 1                     | 3                        | 78                        | 0,37                | \$ 530.441,22   |
| LA CIRA 1801     | 20  | 3                     | 2                      | 1                     | 1                     | 1                        | 27                        | 0,13                | \$ 183.614,27   |
| LA CIRA 1880     | 200 | 28                    | 20                     | 13                    | 5                     | 10                       | 266                       | 1,28                | \$ 1.808.940,55 |
| LA CIRA 1891     | 200 | 28                    | 20                     | 13                    | 5                     | 10                       | 266                       | 1,28                | \$ 1.808.940,55 |
| LA CIRA 1892     | 200 | 28                    | 20                     | 13                    | 5                     | 10                       | 266                       | 1,28                | \$ 1.808.940,55 |

En la tabla 16 se encuentran la dosis para la aplicación del inhibidor así:

- Primer bache se utilizó una concentración de 55 ppm de químico
- Segundo bache se utilizó una concentración de 40 ppm de químico
- Tercer bache se utilizó una concentración de 25ppm de químico
- Cuarto bache se utilizó una concentración de 10 ppm de químico

Luego se debe seguir aplicando un bache quincenal con una concentración de 20 ppm de químico, hasta completar un año.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 771**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 771
- Caracterización de elementos fallados en el pozo LC 771
- Reporte de producción del pozo LC 771

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DEL DAÑO**

- Pandeo de la tubería
- Rozamiento
- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. El pozo tenía un ancla instalada y ésta fue retirada en 1998, luego de haber sido retirada presentó el primer daño por tubería rota en el 2001, lo cual indica que en el pozo se estaba presentando pandeo de la tubería. Evaluar la posibilidad de instalar un ancla de tubería debido a que la bomba se encuentra por encima de perforaciones. Utilizar anclas de tensión, determinar la carga

mínima a tensionar el ancla, teniendo en cuenta el efecto de la carga de pandeo y el efecto de elongación de la tubería por efectos de la temperatura de operación.

2. Evaluar la viabilidad técnica y económica de utilizar un método de control de la corrosión, una vez se evalúen los fluidos del pozo para cuantificar su efecto corrosivo.
3. Reemplazar la sarta de tubería ya que ésta cumplió su vida útil, fue cambiada por última vez en 1998 y a partir del 2003 aumentó el número de fallas por tubería rota. A la tubería retirada debe se le debe determinar el espesor remanente, con el fin de reutilizar los tubos que presenten un óptimo espesor de pared.
4. Instalar varillas con centralizadores en la región comprendida entre los 1200-2400 ft.
5. Tomar dinagrama y sonolog para verificar el llenado de la bomba y condiciones de la sarta de varillas.

### **COSTO DE MATERIALES**

|   |                      |
|---|----------------------|
| Tubería de 2-7/8 in ( 85 tubos ) :        | \$ 24'650.000        |
| Varillas 7/8 con centralizadores ( 48 ) : | \$ 7'698.480         |
| Tratamiento inhibidor de corrosión :      | \$ 3'427.466         |
| <b>TOTAL</b>                              | <b>\$ 35'775.946</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 773**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 773
- Caracterización de elementos fallados en el pozo LC 773
- Reporte de producción del pozo LC 773

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑOS**

- Pandeo de la tubería
- Rozamiento
- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Evaluar la posibilidad de instalar un ancla de tubería para evitar el pandeo de la tubería de producción; el pozo tiene instalado un liner (3106-3523 ft) y la bomba se encuentra a 3083 ft.
2. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión.
3. Realizar seguimiento a la aplicación del inhibidor, con el fin de verificar su efectividad.
4. En noviembre del 2004 se bajaron 99 tubos rectificadores y varillas con centralizadores, colocar rotador de varillas para que el desgaste de los centralizadores sea uniforme.

## **COSTO DE MATERIALES**

|                                      |              |
|--------------------------------------|--------------|
| Tratamiento inhibidor de corrosión : |              |
| <b>TOTAL</b>                         | \$ 3'067.038 |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 823**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 823
- Reporte de producción del pozo LC 823
- Reporte taller de bombas del pozos LC 823

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑOS**

- Arenamiento
- Golpe de fluido

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Se debe realizar un trabajo de limpieza de arenas; en el último trabajo de mantenimiento en Agosto 8 del 2004 se reportó un sucio de 36 ft. El intervalo 3575-3621 ft, se encuentra tapado, siendo posiblemente éste el intervalo que

está aportando. En el 2003 se realizó el último trabajo de limpieza de arenas reportando fondo limpio @ 3596 ft, para esa fecha el pozo tenía una producción de 30 BPD, actualmente el pozo presenta una producción de 14 BPD, lo cual indica que el intervalo obstruido por la presencia de arena es el de mayor aporte a la producción del pozo.

2. Se recomienda cambiar el tipo de bomba por una RHA, ya que las RHB, no son bombas adecuadas para el manejo de arena.
3. Hacer seguimiento al trabajo de limpieza para identificar la zonas que están aportando arena, posiblemente pueden ser los intervalos ubicados en las arenas A.

### **COSTO DE MATERIALES**

Tratamiento inhibidor de corrosión: \$ 163.212

### **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 839**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 839
- Reporte de producción del pozo LC 839
- Reporte taller de bombas del pozos LC 839

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

## CAUSAS PROBABLES DE DAÑOS

- Golpe de fluido
- Rozamiento
- Corrosión

## MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS

1. Evaluar la posibilidad de profundizar la sarta de producción con el fin de recuperar nivel sobre la bomba, esta se encuentra @ 2919 ft.
2. Ajustar la capacidad instalada, el pozo tiene una bomba RHAC 2"x 1-1/4" x12'x16'.
3. Instalar centralizadores en la región comprendida entre los 1200-2000 ft de profundidad, instalar rotadores de varillas para alargar la vida útil de los centralizadores.
4. Realizar seguimiento al tratamiento inhibidor de corrosión.

## COSTO DE MATERIALES

|  |                     |
|--|---------------------|
| Varillas 7/8" con centralizadores ( 29 ) : | \$ 4'651.165        |
| Tratamiento inhibidor de corrosión :       | \$ 170.013          |
| <b>TOTAL</b>                               | <b>\$ 4'821.178</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

### **POZO LA CIRA 881**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 881
- Reporte de producción del pozo LC 881
- Reporte taller de bombas del pozos LC 881
- No se cuenta con evidencias fotográficas LC 881

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑOS**

- Condiciones de operación de la bomba
- Areamiento
- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Realizar cambio del tipo de bomba por una RHA ya que las RWTC no se recomiendan para pozos con presencia de gas.
2. Ajustar la capacidad instalada con el fin de mejorar el llenado de la bomba, profundizar la sarta de tubería para aumentar el nivel sobre la bomba
3. Evaluar la posibilidad de instalar un temporizador.
4. Instalar un dispositivo para el control de arenas. Evaluar la posibilidad de utilizar una bomba con metalurgia especial (spray metal) que permita el manejo de arena.

5. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión. **Costo del Tratamiento:** \$ 183.614.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 1127**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1127
- Caracterización de elementos fallados en el pozo LC 1127
- Reporte de producción del pozo LC 1127

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **PROBABLES CAUSAS DE DAÑO**

- Pandeo
- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Evaluar la posibilidad de aislar la zona que está aportando arena para poder colocar un ancla de tubería para minimizar el pandeo.
2. Colocar centralizadores de varillas en la región de 7/8", utilizar rotadores de varillas para alargar la vida de los centralizadores.
3. Implementar un tratamiento inhibidor de corrosión.

4. Realizar seguimiento al tratamiento, con el fin de verificar su efectividad.

### **COSTO DE MATERIALES**

|  |                      |
|--|----------------------|
| Varillas 7/8" con centralizadores ( 84 ) : | \$ 13'472.340        |
| Tratamiento inhibidor de corrosión :       | \$ 1'060.882         |
| <b>TOTAL</b>                               | <b>\$ 14'533.222</b> |

### **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 1136**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1136
- Caracterización de elementos fallados del pozo LC 1136
- Reporte de producción del pozo LC 1136

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑOS**

- Pandeo
- Corrosión

### MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS

1. El pozo tiene instalado 10 tubos de cola, pero aún continúa presentando tubería rota a profundidades cercanas a la bomba, se recomienda instalar centralizadores en la sarta de 3/4".
2. Instalar varillas de 1" o barras de peso para darle rigidez a la sarta.
3. Cambiar los Acoples cuando se presente el próximo trabajo.
4. Implementar un tratamiento inhibidor de corrosión.
5. Realizar seguimiento a la aplicación del tratamiento con el fin de verificar su efectividad.
6. Realizar limpieza de arenas y evaluar los intervalos que están aportando arena con el fin de aislarlos.

### COSTO DE MATERIALES

|  |                     |
|--|---------------------|
| Varillas 3/4" con centralizadores ( 40 ) : | \$ 5'538.000        |
| Tratamiento inhibidor de corrosión :       | \$ 2'325.780        |
| <b>TOTAL</b>                               | <b>\$ 7'863.780</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 1215**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1215
- Caracterización de elementos fallados en el pozo LC 1215
- Reporte de producción del pozo LC 1215

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Corrosión
- Pandeo

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión.
2. Realizar seguimiento a la aplicación del inhibidor con el fin de verificar su efectividad.
3. Instalar cupones que permitan medir la velocidad de corrosión y a su vez compararla con el valor límite (3 MPY).

4. No se recomienda instalar un ancla de tubería ya que la bomba se encuentra por debajo de perforaciones, se debe emplear tubería de cola para minimizar el pandeo de la sarta de tubería.
5. Instalar centralizadores a toda la sarta de varillas.
6. Instalar rotadores de varillas, los cuales permiten que el desgaste de los centralizadores sea uniforme.
7. Verificar en los cambios de bomba que se realicen que no se encuentren restos de caucho, los cuales pueden afectar el funcionamiento de la bomba.
8. Evaluar la posibilidad de emplear varilla continua para evitar el rozamiento en puntos específicos y evitar la presencia de cauchos en los componentes de la bomba.

#### **COSTO DE MATERIALES**

|  |                      |
|--|----------------------|
| Varillas 7/8" con centralizadores (100 ) : | \$ 16'038.500        |
| Tratamiento inhibidor de corrosión :       | \$ 3'604.280         |
| <b>TOTAL</b>                               | <b>\$ 19'642.780</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

### **POZO LA CIRA 1234**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1234
- Caracterización de elementos fallados en el pozo LC 1234
- Reporte de producción del pozo LC 1234

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Corrosión
- Condiciones de operación de la bomba.

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión.
2. Realizar seguimiento a la aplicación del inhibidor con el fin de verificar su efectividad.
3. Instalar cupones que permitan medir la velocidad de corrosión y a su vez compararla con el valor límite (3 MPY).

4. Sacar la bomba de perforaciones, el pozo presenta un nivel de fluido sobre la bomba de 1417 ft, según sonolog tomado el 7 de marzo de 2005.
5. Realizar cambio total de válvulas, en el último dinagrama la válvula viajera presentó pase.

#### **COSTO DE MATERIALES**

|                                      |                   |
|--------------------------------------|-------------------|
| Tratamiento inhibidor de corrosión : | \$ 530.441        |
| <b>TOTAL</b>                         | <b>\$ 530.441</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LA CIRA 1801**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1801
- Reporte de producción del pozo LC 1801
- Reporte taller de bombas

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba
- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Rediseñar el esquema de producción con el fin de mejorar el nivel de fluido sobre la bomba y las condiciones de llenado.
2. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión. **Costo:** \$ 183.614
3. Realizar cambio de bomba por una RHBC, la cual permite el manejo de fluidos con presencia de gas.
4. Instalar un separador echometer, para evitar que el gas entre a la bomba y mejorar de esta manera su llenado.
5. Evaluar los intervalos que están aportando arena y aislarlos, para evitar la presencia de ésta en la bomba.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

### **POZO LA CIRA 1862**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1862
- Reporte de producción del pozo LC 1862
- Reporte taller de bombas

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Arenamiento

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Colocar el pozo en medida ya que el dinagrama indica que la bomba está desplazando una cantidad mayor de la que se reporta en las medidas del pozo en la base de datos del software OFM.
2. Implementar mecanismo de control de arena tipo sandbuster.
3. Utilizar pistones anillados para evitar que la bomba se pegue por la presencia de arena.
4. Evaluar la posibilidad de empelar metalurgia especial en el pistón y demás componentes de la bomba que permitan el manejo de arena.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

### **POZO LA CIRA 1866**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1866
- Reporte de producción del pozo LC 1866
- Reporte taller de bombas

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Presencia de arena

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Evaluar los intervalos que aportan arena con le fin aislarlos.
2. Utilizar dispositivos tipo sandbuster para el control de la arena. El pozo tenia instalado un sandbuster en el último trabajo no se dejó instalado.
3. Evaluar la posibilidad de emplear pistones con metalurgia especial que permita el manejo de arena.
4. Ajustar la capacidad de extracción el pozo tiene actualmente una bomba RHAC 2-1/2"x 1-3/4"x8"x12'. El pozo presenta un nivel de 1423ft sobre la bomba.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

### **POZO LA CIRA 1880**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1880
- Caracterización de elementos fallados LC 1880
- Reporte de producción del pozo LC 1880
- Prueba de gases en cabeza de pozo

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Corrosión
- Pandeo

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Realizar cambio total de la sarta de tubería, el 27 de Enero de 2005 se realizó cambio parcial de la tubería (30 tubos).
2. Implementar un tratamiento inhibidor de corrosión.
3. Realizar seguimiento a la aplicación del inhibidor con el fin de verificar su efectividad.
4. Instalar cupones de corrosión para comprobar que la velocidad de corrosión se está controlando con el tratamiento.

5. Instalar rotador de tubería para que el inhibidor se distribuya alrededor de toda la tubería.
6. Instalar varillas con centralizadores con el fin de disminuir el rozamiento entre la sarta de varillas y la tubería de producción.
7. Instalar rotadores de varillas para alargar la vida útil de los centralizadores y su desgaste sea uniforme.
8. Instalar ancla de tubería a tensión para lograr disminuir el pandeo de la tubería de producción.
9. Realizar trabajo de limpieza de arenas, ya que se encuentran tapados los intervalos 3180 - 3196 ft.

#### **COSTO DE MATERIALES**

|   |                      |
|---|----------------------|
| Tubería de 2-7/8 in ( 61 tubos ) :        | \$ 17'690.000        |
| Varillas 7/8" con centralizadores (51 ) : | \$ 8'179.635         |
| Varillas 3/4" con centralizadores (57 ) : | \$ 7'891.650         |
| Tratamiento inhibidor de corrosión :      | \$ 1'808.940         |
| <b>TOTAL</b>                              | <b>\$ 35'562.225</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

### **POZO LA CIRA 1891**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1891
- Caracterización de elementos fallados LC 1891
- Reporte de producción del pozo LC 1891

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Corrosión
- Rozamiento

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión.
2. Realizar seguimiento a la aplicación del inhibidor con el fin de verificar su efectividad.
3. Instalar cupones de corrosión para comprobar que la velocidad de corrosión se está controlando con el tratamiento.
4. Realizar pruebas de hierro disuelto con el fin de hacerle seguimiento al tratamiento inhibidor de corrosión.

5. No se reporta en la historia del pozo cuándo se realizó el último cambio de tubería de producción, es muy posible que ya ésta cumplió su ciclo de vida útil, por lo cual se recomienda el cambio total de la sarta de tubería de producción.
6. Instalar rotador de tubería para que el inhibidor se distribuya alrededor de toda la tubería.
7. Instalar varillas con centralizadores con el fin de disminuir el rozamiento entre la sarta de varillas y la tubería de producción.
8. Instalar rotadores de varillas para alargar la vida útil de los centralizadores y para que su desgaste sea uniforme.

### **COSTO DE MATERIALES**

|  |                      |
|--|----------------------|
| Tubería de 2-7/8 in ( 96 tubos ) :         | \$ 27'840.000        |
| Varillas 7/8" con centralizadores (103 ) : | \$ 16'519.655        |
| Tratamiento inhibidor de corrosión :       | \$ 1'808.940         |
| <b>TOTAL</b>                               | <b>\$ 46'168.595</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN**

### **POZO LA CIRA 1892**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas LC 1892
- Caracterización de elementos fallados LC 1892
- Reporte de producción del pozo LC 1892

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Corrosión
- Pandeo

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión.
2. Realizar seguimiento a la aplicación del inhibidor con el fin de verificar su efectividad.
3. Instalar cupones de corrosión para verificar que la velocidad de corrosión se está controlando con el tratamiento.
4. Realizar pruebas de hierro disuelto como complemento a las pruebas con los cupones instalados.
5. Realizar cambio total de la sarta de tubería. En el 2004 se realizaron 2 trabajos por tubería rota, puede estar cerca del límite de su vida útil.

6. Instalar ancla de tubería con el fin de disminuir el efecto del pandeo que se está dando en la tubería de producción.

### **COSTO DE MATERIALES**

|                                      |                      |
|--------------------------------------|----------------------|
| Tubería de 2-7/8 in ( 61 tubos) :    | \$ 26'970.000        |
| Tratamiento inhibidor de corrosión : | \$ 1'808.940         |
| <b>TOTAL</b>                         | <b>\$ 28'778.940</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO INFANTAS 595**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas INF 595
- Caracterización de elementos fallados INF 595
- Reporte de producción del pozo INF 595

Se obtuvieron como resultado del análisis de fallas realizado las siguientes causas:

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Evaluar los intervalos que se encuentran aportando arenas con el fin de aislarlos.
2. Utilizar pistones con metalurgia especial que permita el manejo de arena
3. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión. **Costo : \$ 3' 427.466**
4. Realizar seguimiento al tratamiento con pruebas de contenido de hierros disueltos e instalación de cupones de corrosión.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LLANITO 81**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo LLAN 81
- Reporte de producción del pozo LLAN 81

Según el histórico de fallas el pozo viene presentando desde 1993 fallas repetitivas asociadas a cambios de bomba y varillas partidas por el cuerpo.

El reporte de producción indica que el pozo presenta una producción bruta de 80 BPD y un BSW del 65%.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba
- Pandeo de las varillas

#### **Condiciones de operación de la bomba**

Según el registro de dinagrama y sonolog tomado el 27 de Enero de 2005 el pozo presenta un nivel de fluido sobre la bomba de 425 ft, el dinagrama muestra que se está presentando un leve golpe de fluido para un llenado de la bomba del 74%.

#### **Pandeo de las varillas**

Las fallas repetitivas asociadas a varillas por el cuerpo en la región de 7/8 in durante los dos últimos años, hacen pensar que se está presentando fatiga del

material de las varillas por el exceso de carga a las cuales están sometidas, debido a las condiciones actuales de producción del pozo y su nivel de fluido.

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba
- Pandeo de las varillas

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Ajustar la capacidad instalada con el fin de mejorar el llenado de la bomba
2. Revisar el diseño del pozo para las condiciones actuales
3. Utilizar varillas especiales en la región de 7/8", ya que esta región es la que ha presentado fallas repetitivas por varillas partidas por el cuerpo.
4. Evaluar la posibilidad de profundizar la sarta de tubería de producción con el fin de aumentar el nivel de fluido sobre la bomba.

### **COSTO DE MATERIAL**

|                                       |                     |
|---------------------------------------|---------------------|
| Varillas de 7/8 in Especiales ( 45) : | \$ 6'636.375        |
| <b>TOTAL</b>                          | <b>\$ 6'636.375</b> |

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LLANITO 90**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo LLAN 90
- Reporte de producción del pozo LLAN 90
- Reporte del taller de bombas del pozo LLAN 90

Según el histórico de fallas el pozo viene presentando problemas asociados a varillas partidas por el cuerpo y múltiples cambios de bomba. Para el 2004 se realizaron 3 trabajos, entre los cuales se encuentra un cambio de bomba. El pozo disminuyó el número de fallas asociadas a varillas partidas por el cuerpo con la utilización de varillas especiales, las cuales ofrecen una mayor resistencia a las altas cargas de fluido que el pozo maneja.

Según el reporte de taller de bombas los elementos retirados de la bomba presentan corrosión, costras y presencia de arena.

El reporte de producción del pozo indica que presenta una producción bruta de 100 BPD y un BSW del 63%.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba

### **Condiciones de operación de la bomba**

El registro de dinagrama y sonolog tomado el 8 de marzo de 2005 presentan un nivel de fluido sobre la bomba de 4400ft, y un llenado de la bomba del 92%.

El taller de bombas reporta la presencia de corrosión y arena en los elementos retirados del pozo, esto se debe a que la bomba se encuentra dentro de perforaciones.

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Instalar dispositivo tipo sandbuster que permita el manejo de arena.
2. En un próximo trabajo se recomienda aumentar el diámetro del pistón a 1-1/2" con el objetivo de aumentar la capacidad de extracción, ya que el pozo presenta un excelente nivel de fluido.
3. Evaluar la posibilidad de emplear una bomba de dos etapas, las cuales permiten el manejo de gas.
4. Realizar prueba de gases, para verificar la presencia de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S; los cuales en presencia de agua son altamente corrosivos.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LLANITO 91**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo LLAN 91
- Reporte de producción del pozo LLAN 91
- Reporte del taller de bombas del pozo LLAN 91

Según el histórico de fallas, se vienen presentando fallas asociadas a varillas partidas por el cuerpo desde 1993; también se ha presentado fallas por desgaste de acoples, lo cual puede ser indicio de que se está dando rozamiento entre la tubería de producción y la sarta de varillas. Para el año 2004 se realizaron 5 trabajos de los cuales 3 fueron por varillas partidas por el cuerpo y 2 de cambios de bomba.

Según el reporte de taller de bombas los elementos retirados de la bomba presentan corrosión, costras y presencia de arena.

El reporte de producción del pozo indica que éste presenta una producción bruta de 120BPD y un BSW del 40%.

## **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

### **Condiciones de operación de la bomba**

El registro de dinagrama y sonolog tomado el 1 de enero de 2005, indican que se está presentando golpe de fluido con llenado de la bomba del 52% y un nivel de fluido sobre la bomba de 104 ft. El pozo tiene un ancla de tubería instalada.

## **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba.

## **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Ajustar la capacidad de extracción para las condiciones actuales del pozo. El pozo tiene una bomba THC 2-1/2"x2 -1/4"x20'x24'
2. Profundizar la sarta con el fin de aumentar nivel sobre la bomba.
3. Reemplazar la sarta de varillas de 1" grado especial.
4. Revisar el diseño del pozo, la unidad que tiene instalada es una A-C 640-365-144.
5. Realizar cambio de la sarta de tubería de producción, ya que el pozo presenta desviación vertical, lo cual disminuye el período de vida útil de la sarta de tubería debido al rozamiento continuo que se presenta.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LLANITO 99**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo LLAN 99
- Reporte de producción del pozo LLAN 99
- Reporte del taller de bombas del pozo LLAN 99

Según el histórico de fallas, se vienen presentando fallas asociadas a tubería rota por el cuerpo a partir de 1997, los daños por tubería rota se localizan a profundidades cercanas a la bomba; este tipo de falla disminuyó con la instalación de un ancla de tubería. El otro tipo de falla que se reporta son múltiples cambios de bomba, realizándose 2 en el 2004.

Según el reporte de taller de bombas los elementos retirados de la bomba presentan corrosión, costras y presencia de arena.

El reporte de producción del pozo indica que presenta una producción bruta de 300 BPD y un BSW del 56%.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

#### **Condiciones de operación de la bomba**

El registro de dinagrama y sonolog tomado el 29 de Marzo de 2005, indican que la bomba está trabajando con un llenado del 97 % y un nivel de fluido sobre la bomba de 4176 ft. El pozo tiene un ancla de tubería instalada.

## **Corrosión**

Según el reporte del taller de bombas, las partes retiradas de la bomba presentan rastros de corrosión y arena, la presencia de gas y el BSW del 56 % garantizan que se cree un ambiente propicio para la corrosión de los componentes de subsuelo.

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba
- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Utilizar separador echometer para el manejo de gas.
2. Realizar pruebas de gases con el fin de cuantificar el efecto corrosivo de los fluidos producidos.
3. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión, una vez se analicen los resultados de las pruebas de gases.
4. Utilizar pistones con metalurgia especial que permitan el manejo de arena.
5. Ajustar la capacidad de extracción con el fin de aprovechar el excelente nivel de fluido sobre la bomba.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LLANITO 102**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo LLAN 102
- Reporte de producción del pozo LLAN 102

Según el histórico de fallas, se vienen presentando fallas asociadas a cambios de bomba desde 1997, aumentando el número de fallas en el año 2002, para el 2004 se realizaron 2 trabajos por cambio de bomba.

El reporte de producción del pozo indica que presenta una producción bruta de 90 BPD y un BSW del 65%.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

#### **Condiciones de operación de la bomba**

El registro de dinagrama y sonolog tomado el 13 de Enero de 2005, indican que se está dando bloqueo de la bomba por presencia de gas, la bomba presenta un llenado del 2 % y un nivel de fluido de 740 ft. El sonolog indica la presencia de gas en el anular es de 3 Mscf /D.

## **Corrosión**

La presencia de gas y el BSW del 65 %, garantizan que se cree un ambiente propicio para la corrosión de los componentes de subsuelo, en especial las partes de la bomba.

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba
- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Instalar separador echometer para evitar el bloqueo de la bomba por gas.
2. Realizar pruebas de gases con el fin de cuantificar el efecto corrosivo de los fluidos producidos.
3. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión, una vez se analicen los resultados de las pruebas de gases.
4. Evaluar la posibilidad de instalar una bomba dos etapas, la cual permite el manejo de gas.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO LLANITO 104**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo LLAN 104
- Reporte de producción del pozo LLAN 104

Según el histórico de fallas, se vienen presentando fallas asociadas a continuos cambios de bomba desde el año 2000, aumentando el número de fallas en el 2004, año en el cual se realizaron 3 cambios de bomba.

El reporte de producción del pozo indica que presenta una producción bruta de 330 BPD y un BSW del 65%.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

#### **Condiciones de operación de la bomba**

El registro de dinagrama y sonolog tomado el 29 de Diciembre de 2004, indican que la bomba presenta un llenado del 90%, y un nivel de fluido de 1060 ft sobre la bomba. El sonolog indica la presencia de gas en el anular es de 323 Mscf /D. El pozo tiene instalada una bomba THC.

## **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba

## **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Cambiar el tipo de bomba, ya que las THC no se recomiendan para el manejo de fluidos con presencia de gas.
2. Evaluar la posibilidad de instalar una bomba dos etapas, la cual permite el manejo de gas.
3. Ajustar la capacidad de extracción para las condiciones actuales del pozo.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO SAN SILVESTRE 39**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo SSIL 39
- Evaluación de fluidos del pozo SSIL 39
- Reporte de producción del pozo SSIL 39
- Caracterización de los elementos fallados

Según el histórico de fallas, se vienen presentando fallas repetitivas asociadas principalmente a tubería rota por el cuerpo desde 1995, incrementándose el número de trabajos en los últimos años; para el 2004 se realizaron 4 trabajos por tubería rota por el cuerpo.

La prueba de gases realizada indica la presencia de CO<sub>2</sub> (>>6% Vol), lo cual deja ver que se está dando una corrosión severa.

El reporte de producción del pozo indica que presenta una producción bruta de 45 BPD y un BSW del 60%.

Los elementos retirados del pozo dejan ver que se está dando un fenómeno de corrosión severa principalmente por CO<sub>2</sub>.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

- Corrosión

La presencia de CO<sub>2</sub> en alto porcentaje (> 6% Vol) y el actual BSW del 60%, ofrecen las condiciones necesarias para que se desarrolle un ambiente corrosivo que afecte los componentes de subsuelo.

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Corrosión

### **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión. **Costo : \$ 374.029**
2. Realizar seguimiento a la aplicación del inhibidor, con el fin de evaluar su efectividad.
3. Instalar cupones de corrosión con el fin de medir la velocidad de corrosión y de esta manera verificar que el tratamiento inhibidor está actuando.
4. Evaluar la posibilidad de utilizar metalurgia especial en los componentes de la bomba, el cual debe ser resistente a la corrosión.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO CARDALES 1**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo Cardales 1
- Reporte de producción del pozo Cardales 1
- Caracterización de los elementos fallados

Según el histórico de fallas, se vienen presentando fallas repetitivas asociadas con acoples desgastados desde 1993, en los últimos años se ha logrado reducir el número de fallas, debido a la instalación de centralizadores a lo largo de toda la sarta de varillas.

El reporte de producción del pozo indica que presenta una producción bruta de 215 BPD y un BSW del 65%.

Los elementos retirados del pozo dejan ver que se está dando un rozamiento entre la sarta de varillas y la tubería de producción.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

#### **Rozamiento**

El histórico de fallas y los elementos fallados retirados del pozo permiten observar que se está dando rozamiento entre la sarta de varillas y la tubería de producción.

El número de fallas se redujo con la instalación de centralizadores.

## **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Rozamiento

## **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. En el último trabajo realizado en el mes de Marzo se cambio el diseño del pozo; los centralizadores que tenía instalados no se bajaron nuevamente, lo que permite dejar en evidencia que el próximo trabajo que se realice se deben cambiar los acoples en su totalidad e instalar nuevamente los centralizadores.
2. Instalar rotadores de varillas, para que el desgaste de los centralizadores sea uniforme.
3. Instalar rotador de tubería para evitar el desgaste parcial de esta.
4. Realizar inspección de los centralizadores cuando se haga cambio de sarta de varillas.
5. Verificar con el taller de bombas la presencia de residuos de cauchos en la bomba, los cuales pueden ser producto del desgaste que sufren los centralizadores con la sarta de varillas.
6. Evaluar la posibilidad de utilizar varillas continuas con el fin de evitar el bloqueo de la bomba.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO GALA 8**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo GALA 8
- Reporte de producción del pozo GALA 8
- Reporte Taller de bombas

Según el histórico de fallas, se vienen presentando fallas repetitivas asociadas a la bomba en el 2004 se realizaron 4 trabajos de los cuales 3 fueron por cambios de bomba.

El reporte de producción del pozo indica que presenta una producción bruta de 75 BPD y un BSW del 45%.

El reporte del taller de bombas indica que se ha encontrado lodo y rastros de arena en los componentes de la bomba.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

#### **Condiciones de operación de la bomba**

El registro de sonolog tomado el 18 de febrero de 2005 indica un nivel de fluido sobre la bomba de 88 ft. Lo cual indica que las fallas de la bomba se deben principalmente a bajo nivel de fluido sobre la misma.

### **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Condiciones de operación de la bomba

## **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Ajustar la capacidad de extracción a las condiciones actuales del pozo, ya que el nivel de la bomba es bajo.
2. Instalar temporizador con el fin de mejorar el llenado de la bomba.
3. Evaluar los fluidos producidos con el fin de cuantificar su efecto corrosivo, ya que las condiciones actuales de BSW y la producción de gas permiten que se desarrolle un ambiente corrosivo que afecte los componentes de la bomba.
4. Evaluar los intervalos que están aportando arena, con el fin de aislarlos.

## **ANÁLISIS DE INFORMACIÓN POZO GALÁN 35**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo GALÁN 35
- Reporte de producción del pozo GALÁN 35
- Caracterización de elementos fallados

Según el histórico de fallas, desde 1997 se viene presentando fallas asociadas con tubería rota por el cuerpo y múltiples cambios de bomba. En el 2004 se realizaron 4 trabajos, de los cuales 2 fueron por cambios de bomba y 2 por tubería rota por el cuerpo.

El reporte de producción del pozo indica que presenta una producción bruta de 38PD y un BSW del 60%.

Los elementos fallados retirados del pozo dejan ver que se está dando un fenómeno de corrosión.

### **CAUSAS POSIBLES DE DAÑO**

#### **Corrosión**

Los elementos fallados del pozo, se analizaron en el Laboratorio de Materiales del ICP; los resultados arrojaron que se está dando un fenómeno de corrosión, el cual afecta los componentes de subsuelo.

## **CAUSAS PROBABLES DE DAÑO**

- Corrosión

## **MEDIDAS CORRECTIVAS SUGERIDAS**

1. Evaluar los fluidos producidos con el fin de cuantificar su efecto corrosivo, ya que las condiciones actuales de BSW permiten que se desarrolle un ambiente corrosivo que afecte los componentes de subsuelo.
2. Implementar tratamiento inhibidor de corrosión una vez se cuantifique el efecto corrosivo de los fluidos.
3. Realizar seguimiento a la aplicación del tratamiento inhibidor de corrosión, con el fin de cuantificar su efectividad.
4. Evaluar la posibilidad de utilizar metalurgia especial en la bomba, la cual debe ser resistente a la corrosión.

## 5. CONCLUSIONES

La aplicación de la metodología Análisis de causa raíz requiere que la información recolectada sea lo más detallada posible. Los elementos retirados, no deben ser considerados como desechos, ya que estos permiten que se de o no la validación de las causas posibles.

Una vez se logre identificar la(s) causa(s) raíz, se debe implementar la solución que permita obtener resultados a corto plazo y que ésta sea viable económicamente.

La medida correctiva implementada debe ir acompañada de un seguimiento, con el fin de determinar si la solución es la más efectiva, ya que si esta no es la correcta se pueden provocar un tipo de falla más grave.

Una de las principales causas de fallas de los pozos de la Superintendencia de operaciones de Mares, es la corrosión provocada por la presencia de gases ácidos en el crudo extraído y los altos cortes de agua que se manejan, en especial en el campo La Cira – Infantas. Por lo cual se debe iniciar un tratamiento a todos los pozos con corte de agua mayor al 20% como lo establece la Norma NACE MR 0176.

La utilización de centralizadores ha provocado bloqueo de la bomba de subsuelo por la presencia de restos de cauchos, lo cual hace necesario que se opte por otra

medida correctiva como lo puede ser el uso de varillas continuas acompañadas de rotadores de tubería.

La falta de capacitación en la aplicación de torques adecuados en varillas, bombas y tubería de producción, ocasiona fallas prematuras en los componentes de subsuelo.

La selección del tipo de varillas se debe realizar en base a las cargas a la cual va estar sometida y a las propiedades corrosivas de los fluidos. Una vez se haya realizado la instalación correspondiente se debe contar con estudios dinamométricos periódicos, con el fin de confirmar la operación y las cargas son las adecuadas para el diseño.

La manipulación y transporte incorrecto de las sartas de varillas conducen a fallas prematuras de las mismas.

La metodología se debe extender a todos los pozos de la Superintendencia, en especial a los considerados de bajo potencial y no solo a los pozos de alto potencial, ya que los de menor producción pueden contribuir en un porcentaje significativo a la producción.

## **6. RECOMENDACIONES**

Realizar pruebas de corrosión en los pozos con un BSW mayor del 20%, con el fin de evaluar la necesidad de implementar tratamiento inhibidor de corrosión, según lo establece la norma NACE MR 0176.

Realizar seguimiento continuo al tratamiento de inhibidor de corrosión en los pozos que se le está aplicando, con el objetivo de verificar la efectividad del tratamiento.

Capacitar al personal vinculado a las operaciones de subsuelo en la aplicación de torques adecuados en bombas, varillas y tubería de producción.

Revisar las normas y procedimientos que se están utilizando para el transporte y manipulación de las varillas y tubería de producción, ya que la vida útil de estos elementos se verá reducida sino recibe el tratamiento adecuado.

Para asegurar una vida útil de la sarta de varillas, se deben seguir las recomendaciones del American Petroleum Institute (API), sobre manejo, transporte y almacenamiento de la sarta de varillas.

Se recomienda guardar la evidencia retirada del pozo, con el propósito de tener evidencia física, para poder establecer la causa raíz del tipo de falla que se está dando.

Establecer un mecanismo de control que permita saber con certeza cuando a un pozo se le realiza cambio de tubería o varillas , además se debe registrar en el Software corporativo DFW, cual fue el elemento de subsuelo que falló y que ubicación tenía este.

Al realizar un diseño de sarta de varillas se debe tener en cuenta las propiedades corrosivas de los fluidos, ya que la presencia de fluidos corrosivos tiende a disminuir la vida útil de las varillas.

Una vez se realice el diseño de la sarta de varillas, se debe revisar que cumpla con los esfuerzos mínimos en cada tope de sección, o sino debe considerarse la utilización de sinker bars (Barras de peso).

Mantener actualizado el histórico de fallas, los estados mecánicos de cada pozo; además se debe llevar un registro continuo de la evidencia recolectada, ya que de estos depende la validación de las causas posibles de las fallas y reduce el tiempo de diagnóstico por parte de los Ingenieros de control de producción.

Extender la aplicación de la metodología Análisis de causa raíz, a todos los pozos de la SMA.

## BIBLIOGRAFÍA

API RP 11BR. Recommended Practice for Care and Handling of Sucker Rods. Washington D.C: 1989. p. 28.

API RC 11AR. Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps. Washington D.C: 2000. p. 1-14.

ECOPETROL S.A. Manual de operaciones y mantenimiento de la Superintendencia de Mares. El centro, Santander, 1993.

GENERAL CATALOG LUFKIN: Artificial Lift Nomenclature and application formulas. Texas: 2000. 64 p.

HEINZE, L. R; RAHMAN M. M ; TEXAS TECH U. SPE 56661 Sucker Rod Pumping Failures In The Permian Basin. Texas: 1999. 7 p.

LUBINSKI, Arthur. Buckling of tubing in pumping wells, Its effects and Means for Controlling It. Tulsa: 1957. 48 p.

NACE MR 0176 Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments. Texas, USA: 2000. p. 1-30.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Curso Materiales de Ingeniería: Metodología Análisis de causa raíz. Marzo de 2005.

PATTERSON J.C; BUCARAN S.M. SPE 27855 Minimizing Equipment Failures in Rod-pumped wells. Texas: 1993. 8 p.

RED LOCAL DE ECOPETROL S.A. Superintendencia de operaciones de Mares. El centro, Santander.

WEATHERFORD ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS. Recomendaciones sobre diseño, selección y manejo de varillas de bombeo. Bogotá D.C: 2000. 20 p.