

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS CAUSA RAÍZ PARA LA  
REDUCCIÓN DE FALLAS EN LAS UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO CON  
ACCIONAMIENTO HIDRÁULICO EN UN CAMPO COLOMBIANO.**

**SHIRLEY ALEYDA HERNANDEZ JIMENEZ  
LENIN RODOLFO MONSALVE GOMEZ**



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

**2014**

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS CAUSA RAÍZ PARA LA  
REDUCCIÓN DE FALLAS EN LAS UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO CON  
ACCIONAMIENTO HIDRÁULICO EN UN CAMPO COLOMBIANO.**

**SHIRLEY ALEYDA HERNANDEZ JIMENEZ  
LENIN RODOLFO MONSALVE GOMEZ**

**Trabajo de grado para optar al título de INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

**Director**

**ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector**

**ING. DIEGO ARMANDO MONSALVE DUARTE  
Ingeniero de Petróleos**

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

**2014**

## DEDICATORIA

*A Dios por permitir llegar a este momento, por tantas bendiciones adquiridas por guiarme en todo este camino.*

*A mi madre ,Aleyda que sin ella esto no sería posible, por tanto sacrificio ,por siempre estar ahí apoyándome, por educarme con los valores que me han llevado a ser la persona que hoy en b día soy a ella este triunfo, a la persona que me es mi todo y mi fuerza para salir adelante... GRACIAS.*

*A mi compañero de tesis Lenin por acompañarme en este proceso, por ser un complemento para el dúo dinámico.*

*A mi tia Luzmila por tener un apoyo al llegar a mi casa, por aconsejarme en todo este proceso.*

*A mi familia por ser un apoyo incondicional en todos los momentos durante este proceso u toda mi vida. Soy muy bendecida que sean parte de mí.*

*A mi amigos que estuvieron en la lucha conmigo, en este camino lleno de alegrías y tristezas, gracias por estar ahí y ser más que todo una segunda familia.*

*Shirley Aleyda Hernandez Jimenez*

*A Dios por darme la fortaleza y la sabiduría para transcurrir este camino.*

*A mis padres Emilio y Brigida por todo el apoyo brindado y la confianza que tuvieron en mí.*

*A mis hermanas Nathalia y Marcela por la paciencia que tuvieron durante mi transcurso durante la universidad.*

*A mi hija Sarhita que es mi motor y mi más grande motivo de seguir adelante cada día.*

*A Gina y toda su familia por ser esa familia incondicional para mi hija.*

*A mi compañera de tesis Shirley por haberme soportado durante el tiempo de desarrollo de la tesis y ser ese complemento del dúo dinámico.*

*A mis amigos Andersson y Nelson por siempre estar ahí cuando más los necesito.*

*A mis compañeros de carrera pero en especial a "Tibur", "Rocha", "Leito" y "Joao" gracias por cada momento de estudio en realidad aprendí mucho de ustedes*

*Lenin Monsalve*

## **AGRADECIMIENTOS**

Al ingeniero Fernando Enrique Calvete, por la oportunidad brindada para el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero Diego Armando Monsalve Duarte por su apoyo y confianza brindada hacia nosotros en el desarrollo de este proyecto.

Al departamento de producción, Ingenieros Ariel Patiño y Cristian Mateus por su colaboración en la construcción de este proyecto.

A nuestros compañeros de escuela con los cuales pasamos momentos difíciles y agradables pero en los cuales la amistad y la unión siempre prevalecieron.

A todos y cada uno de los profesores de la escuela de ingeniería de petróleos por brindarnos su conocimiento

A la universidad industrial de Santander la cual nos dio la oportunidad de adquirir los conocimientos necesarios para ser grandes profesionales.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES DE LA METODOLOGIA ANALISIS CAUSA RAIZ	22
1.1 DEFINICIONES	22
1.1.1 Acción:	22
1.1.2 Activo	22
1.1.3 Análisis Causa-Efecto	22
1.1.4 Análisis Costo-Beneficio (AC-B):	22
1.1.5 Causa de Falla (Causa Raíz):	23
1.1.6 Causas Raíces Físicas	23
1.1.7 Causas Raíces Humanas	23
1.1.8 Causa Raíces Latentes	23
1.1.9 Confiabilidad	24
1.1.10 Confiabilidad Operacional	24
1.1.11 Consecuencia	24
1.1.12 Consecuencia de una Falla	24
1.1.13 Defecto	24
1.1.14 Efecto de falla	24
1.1.15 Falla	24
1.1.16 Fallas Crónicas	24
1.1.17 Fallas Catastróficas	25
1.1.18 Falla funcional	25
1.1.19 Hipótesis	25
1.1.20 Histograma	25
1.1.21 Impacto Económico	25

1.1.22 Ítem	25
1.1.23 Jerarquización	25
1.1.24 Lista Jerarquizada de Problemas	25
1.1.25 Metodología	26
1.1.26 Mecanismo de falla	26
1.1.27 Modo de falla	26
1.1.28 Probabilidad	26
1.1.29 Riesgo	26
1.1.30 Tipificación de Fallas	26
1.1.31 Valor Presente Neto (VPN):	27
1.2 ANALISIS CAUSA RAIZ (ACR)	27
1.3 POR QUE APLICAR LA METODOLOGIA ACR?	29
1.4 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA	29
1.5 DESCRIPCION DEL PROCESO ACR	30
1.5.1 Análisis del problema	31
1.5.2 Consideración de todas las causas posibles de falla,	31
1.5.3 Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz	32
1.5.4 Consideraciones de todas las posibles soluciones a la Causa Raíz	32
1.5.5 Selección de la mejor opción	33
1.6 TECNICAS DE ANALISIS CAUSA RAIZ.	34
1.6.1 Lluvia de ideas	34
1.6.2 Multivotacion	36
1.6.3 Cinco por qué (five whys)	37
1.6.4 Diagrama de causa efecto (ishikawa) o diagrama de espina de pescado	38
2. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	41
2.1 HISTORIA Y LOCALIZACION	41
2.2 HISTORIA DE PRODUCCION.	45
3. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO (VSH2)	48

3.1 DESCRIPCION	48
3.2 FUNCIONAMIENTO	49
3.3 EQUIPO DE SUPERFICIE	50
3.3.1 Motor eléctrico	50
3.3.2 Acumulador de presión.	51
3.3.3 Botellas de nitrógeno.	51
3.3.4 Bomba hidráulica.	52
3.3.5 Tanque de aceite.	53
3.3.6 Mástil o unidad de bombeo	54
3.3.7 Cabezal de pozo.	56
3.4 EQUIPO DE FONDO	57
3.4.1 Sarta de varillas.	58
3.4.2 Bomba de subsuelo	59
3.4.3 Sistema de anclaje	62
3.5 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	
VSH2.	63
3.5.1 Fallas en la unidad de bombeo.	64
3.5.2 Fallas en las varillas.	65
3.5.3 Fallas en la bomba de subsuelo.	65
3.5.4 Factores externos.	66
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA ANALISIS CAUSA RAIZ A LOS POZOS	
SELECCIONADOS.	67
4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN.	67
4.2 ANALISIS DEL PERIODO 2012.	71
4.3 ANALISIS DEL PERIODO 2013.	74
4.4 ANALISIS CONJUNTO DE LOS PERIODOS 2012 Y 2013.	77
4.5 ANALISIS CAUSA RAIZ EN LAS UNIDADES HIDRAULICAS.	83
4.5.1 Clasificación de los pozos.	85
4.5.1.1 Pozos con falla en el sensor.	86

4.5.1.2 Pozos con falla en el acumulador.	89
4.5.1.3 Pozos con falla en el motor.	92
4.5.1.4 Pozos con fallas en las botellas de nitrógeno.	95
4.5.1.5 Pozos con fallas en la bomba hidráulica.	97
4.5.1.6 Pozos con desbalanceo de la unidad.	98
5. ANALISIS FINANCIERO DE CADA POZO	103
5.1 POZO CBES 1	106
5.2 POZO CBES 2.	108
5.3 POZO CBES 4.	109
5.4 POZO CBES 7.	110
5.5 POZO CBES 13.	111
5.6 POZO CBES 14.	112
5.7 POZO CBES 16.	113
5.8 POZO CBES 17.	114
5.9 POZO CBES 18.	115
5.10 POZO CBES 24.	116
5.11 POZO CBES 26.	117
5.12 POZO CBES 27.	118
5.13 POZO CBES 28.	119
5.14 POZO CBES 29.	120
6. CONCLUSIONES	121
7. RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFIA	123

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización del Campo Casabe. ....	41
Figura 2. Mapa estructural campo Casabe Sur. ....	42
Figura 3. Histórico de producción del campo Casabe Sur. ....	46
Figura 4. Motor eléctrico. ....	50
Figura 5. Acumulador de presión. ....	51
Figura 6. Botellas de nitrógeno. ....	52
Figura 7. Bomba hidráulica. ....	53
Figura 8. Tanque de aceite. ....	53
Figura 9. Guaya, elevador y espaciador. ....	55
Figura 10. Barra Lisa. ....	56
Figura 11. Cabezal de pozo. ....	57
Figura 12. Sartas de varillas en sus empaques. ....	59
Figura 13. Bomba de subsuelo. ....	59
Figura 14. Ciclo de bombeo. ....	61
Figura 15. Ancla de tubería tipo copas. ....	63
Figura 17. Gráfico de fallas en el periodo 2012. ....	72
Figura 18. Gráfico de fallas del periodo 2013. ....	76
Figura 19. Gráfico de las fallas totales. ....	78
Figura 20. Grafico de porcentajes de fallas en las unidades VSH 2. ....	86

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Nomenclatura API para Unidades de Bombeo Mecánico.....	54
Tabla 2. Nomenclatura API para bombas de subsuelo de bombeo mecánico .....	62
Tabla 3. Matriz de riesgos de Ecopetrol S.A.....	69
Tabla 4. Intervenciones periodo 2012.....	71
Tabla 5. Intervenciones en el periodo 2013.....	75
Tabla 6. Intervenciones totales.....	77
Tabla 7. Resumen de trabajos.....	79
Tabla 8. Intervenciones de cada pozo del periodo 2012.....	80
Tabla 9. Intervenciones de cada pozo del periodo 2013.....	81
Tabla 10. Frecuencia de fallas.....	83
Tabla 11. Costos.....	104
Tabla 12. Producción y número de fallas de cada pozo.....	105
Tabla 13. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 1.....	107
Tabla 14. Comparación entre el costo de falla y el costo del mantenimiento del pozo CBES 1.....	107
Tabla 15. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 2.....	108
Tabla 16. Comparación entre el costo de falla y el costo del mantenimiento del pozo CBES 2.....	108
Tabla 17. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 4.....	109
Tabla 18. Comparación entre costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 4.....	109

Tabla 19. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 7.....	110
Tabla 20. Comparación entre el costo de falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 7.....	110
Tabla 21. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 13.....	111
Tabla 22. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 13.....	111
Tabla 23. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 14.....	112
Tabla 24. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 14.....	112
Tabla 25. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 16.....	113
Tabla 26. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 16.....	113
Tabla 27. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 17.....	114
Tabla 28. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 17.....	114
Tabla 29. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 18.....	115
Tabla 30. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 18.....	115
Tabla 31. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 24.....	116
Tabla 32. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 24.....	116
Tabla 33. Rentabilidad perdida y costo de reparaciones las fallas del pozo CBES 26.....	117

Tabla 34. Comparación entre el costo de la falla y el mantenimiento del pozo CBES 26.....	117
Tabla 35. Rentabilidad perdida y costo de la reparación de las fallas del pozo CBES 27.....	118
Tabla 36. Comparación entre el costo de la falla y el mantenimiento del pozo CBES 27.....	118
Tabla 37. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 28.....	119
Tabla 38. Comparación entre costo de falla y mantenimiento del pozo CBES 28.....	119
Tabla 39. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 29.....	120
Tabla 40. Comparación entre costo de falla y costo de mantenimiento del pozo CBES 29.....	120

## RESUMEN

**TITULO:** APLICACION DE LA METODOLOGIA DE ANALISIS CAUSA RAZA PARA LA REDUCCION DE FALLAS EN LAS UNIDADES DE BOMBEO MECANICO CON ACCIONAMIENTO HIDRAULICO EN UN CAMPO COLOMBIANO \*

**AUTORES** SHIRLEY ALEYDA HERNÁNDEZ JIMÉNEZ  
LENIN RODOLFO MONSALVE GÓMEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES** Metodología análisis causa raíz, ACR, VSH2, bombeo mecánico, fallas, recomendaciones, viabilidad económica.

### DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta la necesidad de optimizar los sistemas de levantamiento, el estudio de las fallas en estos se han convertido en uno de los principales focos de estudio, la presencia de fallas en los equipos afecta a todos los campos incluido el campo Casabe Sur, por esta razón se va a implementar la metodología de análisis causa raíz debido a que esta ha sido muy útil al identificar las fallas que se presentan y como poder mejorarlas.

En este proyecto se encontraron las fallas presentadas en las unidades de bombeo mecánico con accionamiento hidráulico mediante la metodología (ACR) y posteriormente se brindaron unas posibles soluciones, los resultados de implementar esta metodología nos conduce a mejorar el funcionamiento de los equipos o hacer que tengan una mayor eficiencia al igual que aumentar la producción ya que por culpa de las fallas ha disminuido.

Teniendo en cuenta las recomendaciones arrojadas por el análisis causa raíz se realizó un análisis financiero en el cual se comparó los costos debido a cada una de las fallas contra los costos de la recomendación brindada a partir del ACR, para este caso en particular la sugerencia es un mantenimiento preventivo para las unidades de bombeo mecánico con accionamiento hidráulico, resultado de esto se obtuvo la viabilidad económica de la implementación para cada pozo.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Fernando Enrique Calvete González Codirector Ing. Diego Armando Monsalve Duarte

## ABSTRACT

**TITLE:** APPLICATION OF ROOT CAUSE ANALYSIS METHODOLOGY FOR REDUCTION OF FAILURE OF UNITS MECHANICAL PUMPING WITH DRIVE HYDRAULIC IN A COLOMBIAN FIELD

**AUTHORS:** SHIRLEY ALEYDA HERNÁNDEZ JIMÉNEZ  
LENIN RODOLFO MONSALVE GÓMEZ\*\*

**KEYWORDS:** Methodology root cause analysis, RCA, VSH2, Mechanical pumping, failures, recommendations, economic viability.

### DESCRIPTION

Given the need to optimize lifting systems , the study of these failures have become one of the main focuses of study, the presence of equipment failure affecting all fields including Casabe Sur field, this reason to deploy the root cause analysis methodology because this has been very useful to identify failures occur and how to improve them.

In this project failures presented in units with hydraulic rod pumping by the methodology (ACR ) and subsequently provided some possible solutions were found , the results of implementing this approach leads to better functioning of the equipment or do they have greater efficiency as well as increase production because for failures has declined .

Taking into account the recommendations thrown by root cause analysis financial analysis in which the costs are compared because each failure against the costs of the provided recommendation from ACR, was made for this particular case the suggestion is preventive maintenance for mechanical pumping units with hydraulic drive, a result the economic feasibility of the implementation for each well was obtained. was made for this particular case the suggestion is preventive maintenance for mechanical pumping units with hydraulic drive, a result the economic feasibility of the implementation for each well was obtained.

---

\* Project of grade

\*\* Faculty of physicochemical Ingenierias, School of Petroleum Engineering, Director Mr. Fernando Gonzalez Co enrique calvete Diego Armando Monsalve Eng Duarte

## INTRODUCCIÓN

Cuando los sistemas de bombeo mecánico con accionamiento hidráulico no están adecuadamente diseñados; o son afectados por agentes externos como la fallas en el suministro de energía eléctrica o mal diseño del plan de mantenimiento del equipo de superficie y en general cuando no se consideran detalles característicos del entorno para instalar de forma apropiada, los equipos y accesorios de superficie de pozos con este sistema de levantamiento, se evidencian deficiencias operacionales y fallas de diferente tipo como: desbalanceo de la unidad, fallas en el motor de la unidad, fallas en la bomba hidráulica de la unidad etc. Las cuales causan perdidas económicas a la compañía.

El incremento de las fallas anteriormente mencionadas en los pozos trae como consecuencia el incremento de los costos de mantenimiento siendo necesario establecer una acción rápida y efectiva de identificación de las causas que originan las fallas y la implementación de los métodos adecuados para controlar o minimizar estas fallas.

La metodología ACR, es una respuesta adecuada y conforme al concepto de control de perdidas, teniendo presente todos aquellos eventos y sucesos que ocasionan disminución de producción lo que se ve reflejado en pérdidas económicas.

El trabajo de grado desarrollado está basado en la metodología ACR y enfocado a buscar la causa de estas posibles fallas en pozos seleccionados con sistema de levantamiento de bombeo mecánico con accionamiento hidráulico o mejor conocido en la industria como bombeo mecánico VSH 2 y mostrar un diagnóstico preliminar de las fallas repetitivas en estos pozos, las causas por las cuales

ocurren y sus posibles soluciones.

# 1. GENERALIDADES DE LA METODOLOGIA ANALISIS CAUSA RAIZ

## 1.1 DEFINICIONES<sup>1</sup>

Antes de revisar la descripción de la Metodología de Análisis Causa Raíz (ACR), es preciso conocer las definiciones de los términos de uso común.

**1.1.1 Acción:** Con el enfoque de mantenimiento, es el efecto que causa un agente (físico, químico o humano, entre otros) sobre algo, debido a la ejecución de actividades específicas. La reparación de un equipo o componente, como consecuencia de una falla, es una acción correctiva. El análisis de fallas, es la asignación para ejecutar una tarea o series de tareas para resolver una causa identificada en la investigación de una falla o problema.

**1.1.2 Activo:** Término contable para cualquier recurso que tiene un valor, un ciclo de vida y genera un flujo de caja. Puede ser humano, físico y financiero intangible. Por ejemplo: el personal, centros de trabajo, plantas y equipos, entre otros.

**1.1.3 Análisis Causa-Efecto:** Es una herramienta utilizada en la *Metodología de Análisis Causa Raíz (ACR)* para ordenar gráficamente el análisis de manera secuencial. Parte del evento o problema atraviesa los diferentes modos de falla e identifica la relación de causa y efectos hasta llegar a las causas raíces del evento o problema.

**1.1.4 Análisis Costo-Beneficio (AC-B):** Estima el beneficio económico de la realización de un cambio, modificación o reparación mayor. El análisis compara el

---

<sup>1</sup> Modificado lunes 13 de Agosto de 2012. Disponible en Internet <  
[http://aprendizajevirtual.pemex.com/nuevo/guias\\_pdf/Guia\\_SCO\\_Analisis\\_Causa\\_Raiz.pdf](http://aprendizajevirtual.pemex.com/nuevo/guias_pdf/Guia_SCO_Analisis_Causa_Raiz.pdf) >

impacto total de una situación futura después del cambio con la situación actual, además compara el beneficio con el costo del cambio. El resultado está dado en el Valor Presente Neto (VPN).

**1.1.5 Causa de Falla (Causa Raíz):** Las causas de las fallas pueden ser físicas, humanas u organizacionales. En general, pueden ser derivadas de procesos de deterioro por razones físicas o químicas, defectos de diseño, malas prácticas operacionales o de mantenimiento, baja calidad de materiales o refacciones, u otras razones organizacionales, como presiones en los objetivos de producción, cambios en el contexto Operacional, alta rotación del personal, falta de difusión o inexistencia, así como de ejecución de trabajos por personal no certificado, que conducen a la falla.

**1.1.6 Causas Raíces Físicas:** En los Análisis Causa Raíz, se refiere al mecanismo de falla del componente. Su solución resuelve las situaciones de falla. Ejemplos de causas raíces físicas son el material de le empaquetadura inadecuado y el recubrimiento defectuoso que permite el deterioro por corrosión externa.

**1.1.7 Causas Raíces Humanas:** En los Análisis de Causa Raíz, identifican las acciones humanas que provocan las causas raíces físicas. Por ejemplo, la selección inadecuada de la empaquetadura, la instalación de sellos de forma adecuada y la aplicación inapropiada del recubrimiento.

**1.1.8 Causa Raíces Latentes:** En los Análisis de Causa Raíz, representan las manifestaciones de los procesos organizacionales que explican la ocurrencia de las causas raíces humanas. Solo su erradicación garantiza que la falla no se repita en el equipo estudiado o en uno similar. Se basa en que el origen de todos los problemas son las decisiones u omisiones a nivel de sistema.

**1.1.9 Confiabilidad:** Es la probabilidad de funcionamiento libre de fallas de un equipo o sus componentes, durante un tiempo definido bajo un contexto Operacional determinado.

**1.1.10 Confiabilidad Operacional:** Es la capacidad de una activo (representado por sus procesos, tecnología y gente) para cumplir sus funciones o el propósito que se espera de este, dentro de sus límites de diseño y bajo un Contexto Operacional determinado.

**1.1.11 Consecuencia:** Resultado de un evento. Puede existir una o más consecuencias de un evento, las cuales sean expresadas cualitativa o cuantitativamente. Por ello, los modelos para el cálculo deben considerar los impactos en seguridad, higiene, ambiente, producción, costos de reparación e imagen de la empresa.

**1.1.12 Consecuencia de una Falla:** Se define en función a los aspectos que son de mayor importancia para el operador, como el de seguridad, el ambiental y el económico.

**1.1.13 Defecto:** Causa inmediata de una falla: desalineación, mal ajuste, fallas ocultas en sistemas de seguridad, entre otros.

**1.1.14 Efecto de falla:** Describe lo que ocurre cuando acontece cada modo de falla.

**1.1.15 Falla:** Terminación de la habilidad de un ítem para ejecutar una función requerida.

**1.1.16 Fallas Crónicas:** Son aquellas fallas que ocurren con frecuencia. En ocasiones llegan a ser aceptadas como normales debido a que no se requiere

mucho tiempo para ser corregidas, pero que a la larga impactan en el estado de resultados.

**1.1.17 Fallas Catastróficas:** Una falla que causa la pérdida total de un ítem y que puede generar daños al personal, medio ambiente y a la instalación.

**1.1.18 Falla funcional:** Es cuando el ítem no cumple con su función de acuerdo al parámetro que el usuario requiere.

**1.1.19 Hipótesis:** Es una conjetura o suposición que se admite provisionalmente para ser verificada o validada, y si el resultado es verdadero, la misma se convierte en hecho.

**1.1.20 Histograma:** Es un tipo de gráfico que agrupa un conjunto de datos de una variable aleatoria, de manera tal que puedan apreciarse. La forma en que están distribuidos los mismos, el grado de dispersión y los valores con más alta probabilidad de ocurrencia.

**1.1.21 Impacto Económico:** Representa el impacto financiero por incremento en costos de mantenimiento o pérdidas de producción.

**1.1.22 Ítem:** Término específico usado para denotar cualquier equipo sostenible, incluyendo sistemas, partes, materiales, subensambles, conjuntos, accesorios, etcétera.

**1.1.23 Jerarquización:** Ordenamiento de tareas de acuerdo con su prioridad.

**1.1.24 Lista Jerarquizada de Problemas:** Lista donde los problemas son ordenados según su impacto en términos de la exposición del dinero para corregirlos y su factibilidad.

**1.1.25 Metodología:** Conjunto de métodos y/o procedimientos estructurados que se siguen para lograr determinados objetivos.

**1.1.26 Mecanismo de falla:** Proceso físico, químico u otro que ha conducido un deterioro hasta llegar a la falla.

**1.1.27 Modo de falla:** Es la forma por la cual una falla es observada. Describe de forma general como ocurre y su impacto en la operación del equipo. Efecto por el cual una falla es observada en un ítem fallado. Hechos que pueden haber causado cada estado de falla.

**1.1.28 Probabilidad:** Es una medida de la posibilidad de ocurrencia de un evento. La frecuencia de ocurrencia de un evento es un indicador de probabilidad.

**1.1.29 Riesgo:** Este término de naturaleza probabilística está definido como la “probabilidad de tener una pérdida”. Comúnmente se expresa en unidades monetaria. Matemáticamente se expresa como:  $R(t) = P(t) \times C$ , donde  $R(t)$  es el riesgo en función del tiempo,  $P_f$  es la probabilidad de ocurrencia de un evento en función del tiempo, y  $C$  sus consecuencias.

**1.1.30 Tipificación de Fallas:** Las fallas o problemas se pueden tipificar por el tipo y el nivel de proceso que afectan en:

- Fallas en componentes/equipos/sistemas.
- Desviaciones operacionales/pérdida de eficiencia.
- Problemas administrativos/médicos/otros.

Y por la frecuencia con la cual afectan en:

- Fallas/eventos aislados de alto impacto (donde se tiende a poner mayor atención).
- Fallas crónicas o recurrentes (por donde normalmente se destruye más valor).

En este medio es importante destacar que:

- Las fallas crónicas tienen un impacto acumulado similar a las fallas de alto impacto. Sin embargo, no se perciben tan fácilmente, ya que se consideran como un comportamiento normal pero que, una vez acumulado, impacta en el estado de resultados.
- Los eventos de alto impacto son causados por las mismas causas raíces que producen las fallas crónicas. Al reducir las causas de estas fallas crónicas, se reducirá la probabilidad de un evento mayor.

**1.1.31 Valor Presente Neto (VPN):** El valor presente neto es la suma de los flujos de efectivo anuales descontados al valor presente. El concepto de descontar dichos flujos se origina en que un peso es más valioso hoy que mañana. Es decir, es la diferencia entre el valor presente de las entradas de flujo de efectivo generadas por el proyecto y el importe de la inversión inicial.

## **1.2 ANALISIS CAUSA RAIZ (ACR)<sup>2</sup>**

La metodología Análisis Causa Raíz (ACR), es un medio disciplinado, paso a paso, que pretende descubrir y dar solución a un problema inicial o raíz determinado. Esta metodología determina las causas iniciales de los acontecimientos de falla específicos.

Cada falla de equipo sucede por un número de razones, las cuales pueden ser remontables lógicamente, hasta llegar al evento raíz de la acción.

Conociendo y observando los excelentes resultados ofrecidos por la aplicación de

---

<sup>2</sup> HERNANDEZ, Jaime A, QUINTERO, Jhon A. "Aplicación de la metodología análisis causa-raíz (acr) para la reducción de fallas en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en pozos críticos del campo la cira-infantas". Bucaramanga, 2007, 199 p. Trabajo de Grado (Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

la metodología, es fácil creer que el ACR necesita de nuevas y radicales habilidades, lo cual no es cierto, ya que el ACR se basa en pasos sencillos de fácil manejo y fácil aprendizaje.

Debido a la sencillez de la aplicación de la metodología, se puede llegar a la creencia que tan solo con el sentido común se puede solucionar los problemas que se están afrontando e ignorar algunos aspectos como la experiencia y el conocimiento previo sobre el problema a tratar.

Al caer en estos errores comunes, se pone en riesgo la efectividad de los resultados entregados por la aplicación de la metodología, por consecuencia las futuras respuestas estarán dependiendo de la subjetividad de la persona que evalúe la falla final, sin tener en cuenta las causas anteriores que llevaron como resultado a la falla.

La parte más crítica dentro de la aplicación de la metodología, es encontrar la causa inicial del evento de falla, ya que normalmente no se determina propiamente la verdadera causa y se acusa toda la responsabilidad al primer evento que se observó.

Al tener un evento candidato a ser analizado con ACR, se tiene que analizar la operación procedimientos, la historia completa del funcionamiento del sistema.

En resumen se debe tener en cuenta 3 aspectos importantes para poder aplicar la metodología análisis causa raíz.

### **1.3 POR QUE APLICAR LA METODOLOGIA ACR?**

Es una realidad que la gran mayoría de los problemas de los problemas que tiene la industria son las llamadas fallas crónicas. Esto significa que ocurren más de una vez por la misma razón. Además, fuera de todas las fallas que se experimenten normalmente en un año, cerca del 20 % de estos sucesos representan el 80% de las pérdidas. Estos son hechos de gran importancia para entender cuando se piensa en las ventajas del Análisis Causa Raíz. En pocas palabras esto significa, al investigar el 20% de estas fallas, se estaría previniendo el 80% de pérdidas totales y la evolución se podrá ver en un corto periodo de tiempo.

Teniendo en cuenta lo anterior, debemos evaluar la viabilidad de un proyecto ACR, en base a sus consecuencias, por ejemplo si estas fallas afectan la integridad de las personas, la inversión, la infraestructura, el prestigio de la compañía, el medio ambiente o la combinación de algunas o de todas la consecuencias nombradas anteriormente. Posteriormente se debe establecer la probabilidad de que el evento vuelva a ocurrir.

### **1.4 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA**

Teniendo en cuenta los excelentes resultados ofrecidos por la aplicación de la metodología, se podría pensar que el ACR necesita nuevas y radicales habilidades, lo cual no es así, debido a que el ACR está basado en pasos sencillos de fácil manejo y fácil aprendizaje.

Debido a la sencillez del manejo de esta metodología, se puede lograr la creencia que tan solo con el sentido común se puede dar solución a problemas que están enfrentando e ignorar como la experiencia y el conocimiento previo sobre el problema a tratar.

Al cometer estos errores comunes, se pone en riesgo la efectividad de los resultados arrojados por la aplicación de la metodología, por lo tanto las respuestas futuras van a estar dependiendo de la subjetividad de la persona que evalúe la falla final, sin tener en cuenta las causas anteriores que llevaron como resultado a la falla como tal.

Lo parte que requiere más atención dentro la aplicación de la metodología, es encontrar la causa inicial del evento de falla, ya que normalmente no se determina propiamente la verdadera causa y se dirige toda la responsabilidad al primer evento que se encontró.

Al tener un suceso como candidato a ser analizado con ACR, se tiene que analizar la operación, procedimientos, la historia completa del funcionamiento general del sistema.

Se debe tener en cuenta 3 aspectos muy importantes para poder aplicar la metodología ACR.

1. Objetividad de la persona que investiga.
2. Experiencia que se tiene manejando la metodología ACR.
3. Definición del ambiente en el cual es aplicable la metodología.

### **1.5 DESCRIPCION DEL PROCESO ACR<sup>3</sup>**

La metodología requiere personas bien informadas y con conocimiento del tema a tratarse, para investigar a fondo el evento de falla, usando evidencia para explicar

---

<sup>3</sup> AREVALO, Heider. 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. Bucaramanga, 2005, trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

cualquier avería encontrada.

El Análisis Causa Raíz se desarrolla en 5 fases:

1. Análisis del problema
2. Consideración de todas las causas posibles de falla
3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz
4. Consideración de todas las posibles soluciones a la causa raíz
5. Selección de la mejor solución

**1.5.1 Análisis del problema**, el objetivo de esta etapa, es la captura inmediata de toda circunstancia que rodea el incidente, por aquellas personas que estuvieron directamente involucradas.

Este paso es el más importante y de él depende la clara identificación y definición del problema. Esta etapa está enfocada al reconocimiento claro y riguroso, teniendo en cuenta la diferencia entre algo imaginado o deseado y lo que realmente está pasando. A continuación esta definición se enfoca a los síntomas de la falla, el equipo que falló, la ubicación y el tipo de falla.

**1.5.2 Consideración de todas las causas posibles de falla**, luego de establecer exitosamente el problema en la etapa anterior, se debe seguir en la misma línea de ser estrictos en la utilización de fuentes confiables. Se debe tener cuidado en NO sacar conclusiones en esta etapa.

El objetivo de este paso es determinar tantas causas como sea posible. En esta fase ya se puede preguntar y empezar a responder: ¿Por qué sucedió?, ¿Qué pudo haber causado que esto sucediera?

Teniendo en cuenta los principios anteriormente nombrados, se debe comenzar el análisis del mismo, con la falla final y progresivamente se va remontando cada

causa, la cual va conduciendo al evento anterior. Este procedimiento se continúa hasta que el rastro se pueda remontar. Cada resultado de una causa debe fluir claramente de su precursor (aquella causa que está antes de ella).

**1.5.3 Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz** el propósito de la validación es determinar cuál de las posibles causas determinadas en la fase 2, tienen evidencias o hechos que las soporten, en esta etapa se elimina toda la información no verificable o no lógicamente soportada.

A continuación se debe verificar las causas probables y los remanentes para observar si concuerdan con cada dimensión de la descripción del problema.

Identificación, ubicación, tiempo y extensión.

Aquel as causas que concuerden con la descripción del problema y verifican el mismo, se convierten en causa raíz. Todas aquellas causas que coinciden con las cuatro dimensiones, pero que no se han podido verificar permanecen como causas posibles.

**1.5.4 Consideraciones de todas las posibles soluciones a la Causa Raíz** en esta etapa del ACR, se comprueba si hubo y hay entendimiento general de lo que se está realizando y de lo que se quiere lograr.

El planteamiento de la decisión debe estar conectado exclusivamente con la causa del problema.

El procedimiento para la selección debe empezar con las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es el sujeto o el objeto?
- ¿Cuál es la acción deseada?
- ¿Cuál es el resultado que se busca con la acción?

Al seleccionar criterios se debe definir los factores específicos que deben ser satisfechos por la solución. Esto permite identificar objetivamente diferentes soluciones, ya que se han definido los requerimientos mínimos y los deseables que se deben cumplir.

**1.5.5 Selección de la mejor opción** el proceso de seleccionar la mejor solución involucra: Especificar el ideal, que se quiere alcanzar, especificar los mínimos a los que se quiere llegar, evaluar y comparar los resultados y entender los riesgos y beneficios asociados con cada solución.

A continuación llegamos al análisis de decisión, cuyo propósito es proveer los medios para determinar la alternativa más balanceada. Esto significa, la alternativa que cumpla con todos los requisitos mínimos y genere los menores riesgos de crear otros problemas.

Para prevenir la falla final no es necesario evitar que el primer evento, o la causa raíz suceda. Simplemente se necesita romper la cadena de acontecimientos en cualquier momento y la falla final no puede ocurrir. A menudo el árbol de avería conduce a un problema inicial de diseño. En tal caso el reajuste es necesario. Para tales situaciones es necesario reajustar o rediseñar el proceso; si el árbol de avería nos conduce a una falla de procedimiento es necesario reevaluar la dirección o instalar un método para proteger el daño que causó el quiebre dentro de la acción procesal.

La etapa de planeación preventiva es crítica para asegurar el éxito duradero de la eliminación de la causa, ya que se enfoca a prevenir nuevas causas del mismo problema u otros relacionados.

## **1.6 TECNICAS DE ANALISIS CAUSA RAIZ.4**

**1.6.1 Lluvia de ideas** Es una técnica de grupo para concebir ideas Técnicas para identificar la causa-raíz de los problemas. Es una técnica de grupo para concebir ideas originales en un ambiente creativo, que propicia más y mejores ideas que las que un individuo podría generar trabajando de manera independiente.

### ***OBJETIVO***

Identificar las causas de un problema, generar soluciones creativas para el mismo, o proponer acciones de mejora, por medio de la expresión de LLUVIA DE IDEAS Técnicas para identificar la causa-raíz de los problemas acciones de mejora, por medio de la expresión de un número extenso de ideas que sean aportadas por todos los integrantes de un grupo, en un ambiente relajado.

### ***CUANDO DEBE SER UTILIZADA***

Cuando exista la necesidad de:

- Generar un número extenso de ideas.
- Propiciar y liberar la creatividad de las personas.
- Involucrar a todos en el proceso.
- Identificar áreas de oportunidad para propiciar la mejora continua

### ***PROCEDIMIENTO:***

1. Elegir un facilitador que anotará las ideas (se debe promover la intervención de todos los integrantes).

---

<sup>4</sup> Universidad autónoma del Carmen “Técnicas para identificar la raíz de los problemas” Disponible en internet (< <https://charal.unacar.mx/sgc/documentos/Auditoria/CAUSA%20RAIZ.pdf>>)

2. Anotar en un portafolios la frase que representa el problema que se estudiará y establecer un tiempo límite (20 o 30 minutos).LLUVIA DE IDEAS Técnicas para identificar la causa-raíz de los problemas
3. Pedir a los participantes que piensen en el problema y digan en pocas palabras sus ideas al respecto. Verificar que la contribución no se repite.
4. El facilitador anotará todas las ideas sin emitir juicio alguno. Es muy importante, en esta primera fase, la ausencia de crítica y autocrítica; ninguna persona debe hacer comentarios sobre las ideas expresadas, ni positivos, ni negativos.
5. Al cabo del tiempo establecido (se puede extender si hubiere más ideas) se procede a agrupar las ideas (si se considera necesario), se analizan y se les clasifica según su importancia, o bien, se jerarquizan.
6. Discriminar las duplicaciones existentes, los problemas no importantes y aspectos no negociables.

**VENTAJAS:**

- Estimula creatividad y ayuda al surgimiento de ideas originales, permitiendo el cambio de perspectivas o enfoques. LLUVIA DE IDEAS Técnicas para identificar la causa-raíz de los problemas.
- La creatividad puede ayudar a la mejor solución de los problemas y a la identificación de la verdadera causa de los mismos.
- Facilita la participación de todos.
- En un breve lapso se generan muchas ideas que pueden ser valiosas.

## **1.6.2 Multivotacion**

### ***¿QUÉ ES?***

Es una técnica grupal que permite a un equipo de trabajo reducir una extensa lista de posibles causas.

### ***¿CUÁNDO DEBE SER UTILIZADA?***

Cuándo la técnica de lluvia de ideas o cualquier otra ha producido una lista muy extensa de causas posibles y necesita reducirse, o Al final de un diagrama Causa-Efecto para seleccionar las 3 ó 5 causas principales investigadas.

### ***¿CÓMO SE UTILIZA?***

1. Revisar la lista de posibles causas
2. Asignar una identificación (números o letras).
3. Dar a cada miembro del equipo un número de votos igual al 20% del número de elementos en la lista. Los miembros pueden determinar cómo distribuir sus votos; uno por causa, un número igual de votos a varias causas, o todos los votos a una sola causa.
4. Circular las causas que reciban el mayor número de votos.
5. Si quedan más causas de las deseadas, se puede realizar una segunda ronda de votación.
6. Repetir los pasos 4 y 5 hasta que la lista se reduzca a tres causas.

### ***NOTAS IMPORTANTES***

- Nunca se debe llevar la votación hasta que quede una sola causa.

- Para llegar a la opción final de solución se requiere que el equipo llegue a un consenso.
- Darle a cada miembro del equipo un número determinado de votos y permitirle que utilice cuantos quiera.
- El equipo puede seleccionar las 10 primeras causas y hacer una ronda de votación.

### **1.6.3 Cinco por qué (five whys)**

#### ***QUÉ ES?***

Es una técnica sistemática de preguntas utilizada durante la etapa de análisis de problemas para encontrar las causas posibles de un problema.

#### ***OBJETIVO***

Analizar sistemáticamente las posibles causas de un problema, a través de preguntarse al menos cinco veces: “porqué”. Se considera que al no encontrar una nueva respuesta, después de varias veces, es lo que permite identificar la verdadera causa-raíz del problema.

#### ***CUÁNDO DEBE SER UTILIZADA?***

Es útil para definir el verdadero problema, permite analizarlo y tomar las decisiones más adecuadas al problema real.

- Se enuncia el problema en forma clara y objetiva.
- Una vez que las causas probables han sido identificadas, iniciar el proceso preguntándose “¿por qué?”

- Continuar preguntando “por qué” al menos cinco veces. Este ejercicio reta a los miembros del equipo a buscar a fondo y no conformarse con causas ya probadas y ciertas. Una vez que sea difícil al equipo responder al “por qué”, la causa probable ha sido identificada.
- Existirán casos donde se podrá ir más allá de las cinco veces preguntando “por qué” para encontrar las causas principales.
- Durante el proceso tener mucho cuidado de NO empezar a preguntar “quién”. Recordar que el equipo debe siempre estar interesado en el proceso y no en las personas involucradas.
- Se anotan las causas principales.
- Se establecen las acciones correctivas

#### **1.6.4 Diagrama de causa efecto (ishikawa) o diagrama de espina de pescado**

##### ***¿QUÉ ES?***

Es una representación de varios elementos (causas) de un sistema que pueden contribuir a un problema (efecto).

El diagrama de causa-efecto por su forma recibe el nombre de “Esqueleto de pescado”, en el cual la espina dorsal es el camino que conduce a la cabeza del pescado que es el producto, servicio, no conformidad o problema que se desea analizar; las espinas o flechas que la rodean, indican los factores principales y subfactores que intervienen.

##### **OBJETIVOS**

- Expresar en forma gráfica el conjunto de factores causales que intervienen para que se produzca un producto o servicio no conforme (problema) y comprender la forma en que aquellos se interrelacionan.

- Identificar, clasificar y poner de manifiesto posibles causas, tanto de problemas específicos como de características de calidad.
- Ilustrar gráficamente las relaciones existentes entre un resultado dado (efectos) y los factores (causas) que influyen en ese resultado.

### **¿CUÁNDO DEBE SER UTILIZADA?**

El Diagrama de Causa-Efecto es utilizado para identificar las posibles causas de un problema específico.

- Cuando existen ideas sobre las causas que originaron el problema.
- Cuando el problema esté bien definido.

### **COMO SE UTILIZA**

- Identificar el problema (efecto), y registrarlo en la parte extrema derecha enmarcado en un recuadro que en ocasiones se define como la cabeza de pescado y dejar espacio para el resto del diagrama hacia la izquierda.
- Dibujar las espinas principales; éstas representan las entradas al proceso, recursos o factores causales
- Anotar todas las posibles causas (lluvia de ideas). Una forma común, es identificar los factores causales de acuerdo a la categoría a la que pertenecen:

- Mano de Obra
  - Materiales
  - Máquinas
  - Métodos
  - Medio Ambiente
- } 5 M's

## **VENTAJAS**

- Al utilizar un enfoque estructurado, permite que el grupo se concentre en el contenido del problema, no en la historia del problema, ni en los distintos intereses personales de los integrantes del equipo.
- Estimula la participación de los miembros del grupo de trabajo, permitiendo así aprovechar mejor el conocimiento que cada uno de ellos tiene sobre el proceso.
- Incrementa el grado de conocimiento sobre un proceso.
- Es útil para aplicarse en problemas reales o potenciales, y para identificar oportunidades de mejora.

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE<sup>5</sup>

### 2.1 HISTORIA Y LOCALIZACION

El campo casabe se localiza en el valle medio del rio magdalena en el municipio de Yondó en el departamento de Antioquia (Colombia) siendo un campo maduro.

**Figura 1. Localización del Campo Casabe.**

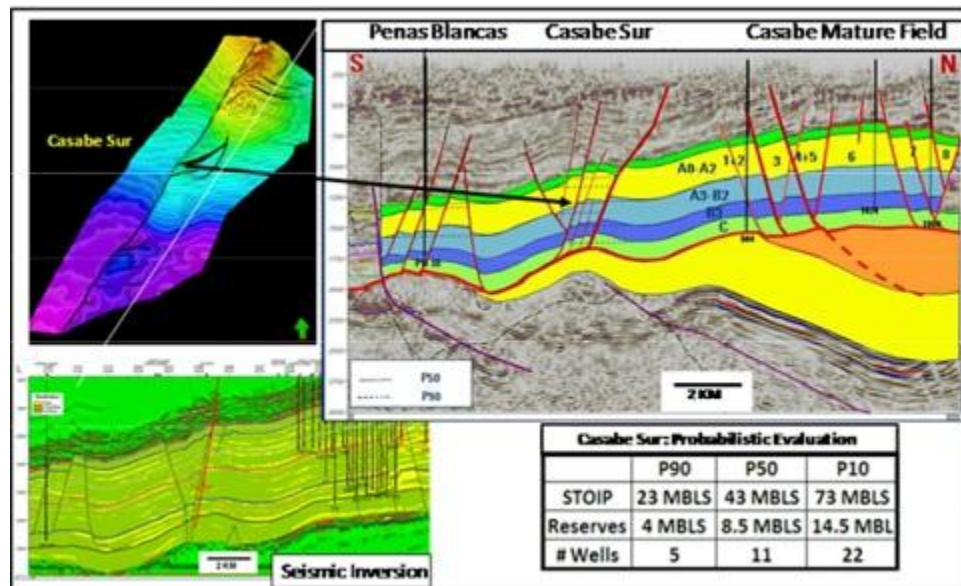


FUENTE: CASTRO GARCIA, Rubén Hernán. GORDILLO LOCARNO, Gustavo Mauricio. "Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del valle medio del magdalena". Universidad de América, pág. 11.

<sup>5</sup> GOMEZ CASTILLO, Luis Antonio."Propuesta técnico-económica para la eliminación de "quemadas" de gas natural, mediante la recolección, tratamiento y manejo del gas natural asociado a la producción de los Campos Casabe y Casabe Sur de la Superintendencia de operaciones del rio SOR-GMR Ecopetrol S.A.Bucaramanga,2011.Pág. 100. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

A comienzos del año 2008, buscando los límites en la parte sur del Campo Casabe y teniendo como base la información sísmica 3D adquirida en el año 2007, fue posible identificar y mapear una nueva estructura con cierre estructural por el sur, norte y oriente; y cierre por falla al occidente (Figura 1). Dicha estructura fue nombrada como Casabe Sur.

**Figura 2. Mapa estructural campo Casabe Sur.**



Fuente: GÓMEZ CASTILLO, Luis Antonio. "Propuesta técnico-económica para la eliminación de "quemados" de gas natural, mediante la recolección, tratamiento y manejo del gas natural asociado a la producción de los Campos Casabe y Casabe Sur de la Superintendencia de operaciones del río SOR-GMR Ecopetrol S.A. Bucaramanga, 2011. Pág. 100. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Después de llevar a cabo el cálculo de reservas y de estimarse el riesgo geológico, se definió un prospecto exploratorio que resultó atractivo considerando que el P50 del OOIP y de las reservas eran de 45 MMBls y 8 MMBls, respectivamente y que su probabilidad de éxito geológico era del 70%.

Con la ayuda del cubo de porosidad obtenido de la inversión sísmica se confirmó la presencia de reservorios y finalmente se aprobó la perforación del pozo Casabe Sur -01 (CBES-001) a finales de 2008.

Para finales del año 2009, después de varios desafíos logísticos para construir la locación en un terreno de topografía accidentada y alejada de cualquier infraestructura existente, el pozo se comenzó a perforar en noviembre del 2009.

En diciembre del año 2009, el pozo CBES-001 confirmó la presencia de hidrocarburos en cantidad comercial en la nueva trampa, al encontrar petróleo en las arenas de las tres formaciones atravesadas: A, B y C; con 330 pies de espesor impregnado y una prueba de producción inicial de 1000 Barriles de crudo por día. De este modo, el pozo superó aún más, las expectativas más optimistas e inmediatamente, se dio comienzo a un proyecto de producción acelerada. Elementos de prueba y producción temprana fueron instalados en la locación y fue construida una línea de producción de 6 pulgadas que llevaría la producción hasta las instalaciones de superficie principales del Campo Casabe. En la locación fueron implementados diseños innovadores para acomodar nueve pozos en lugar de los cuatro originalmente previstos.

En diciembre del año 2009 se propuso un plan de delimitación rápida con tres pozos. Estos pozos serían perforados en paralelo con otras actividades tales como la definición del plan de desarrollo del Campo, la aprobación del Ministerio de Minas y Energía, para pruebas extensas, permisos de desarrollo, diseño de facilidades, etc.

Los pozos de delimitación fueron seleccionados de tal manera que aportaran la mayor información posible del campo con los siguientes objetivos específicos:

CBES-002: Incorporación de reservas del Bloque Norte (Bloque I). El cierre norte del bloque norte tenía alta incertidumbre ya que el sinclinal que lo separa del Campo Casabe propiamente dicho es muy sutil con lo que existe la posibilidad de comunicación de fluidos.

CBES-003: Delimitación lateral del reservorio. Como el pozo CBES-001 está ubicado en el tope de la estructura, la mayoría de las arenas no tenían los contactos definidos, con este objetivo entonces, se propuso la perforación del CBES-003.

CBES-004: Investigar el bloque sur del campo. El pozo CBES-004 tenía como objetivo incorporar reservas de la zona de mayor riesgo del Bloque 4 (reservas posibles); con opción de una reentrada al bloque 3 en caso que el bloque 4 resultase seco.

Con la perforación de los primeros 4 pozos del Campo Casabe Sur, se observó presencia significativa de gas de producción asociado a la producción (2.2 MMscf/day), en comparación con el pronóstico que se tenía para este Campo (1.2 MMscf/day), haciendo que las facilidades instaladas no contarán con la capacidad suficiente para manejar los altos volúmenes de gas natural, adicionalmente la línea de transferencia construida para el transporte del fluido multifasico desde Casabe Sur hasta Casabe, reflejó altas presiones en cabeza de pozo, debido al comportamiento tipo tapón que presentó el fluido como consecuencia de la topografía ondulada y la trayectoria de la línea de flujo. Debido a lo anterior el gas de producción del Campo Casabe Sur, se separa en sitio, en facilidades portátiles, parte se consume como gas combustible en los generadores-variadores, GLP, los cuales, generan la energía eléctrica para la operación de los pozos actuales y la otra parte es quemado, incumpliendo la reglamentación legal vigente.

## **2.2 HISTORIA DE PRODUCCION.**

En el Campo Casabe Sur se habían perforado y se encontraban en producción ocho (8) pozos (CBES-1/2/3/4/7/9/17 y 25D). El pozo CBES-3 presentó alta producción de gas, por lo cual se le realizaron trabajos de cementación forzada (squeeze), para aislar las arenas gasíferas y reducir de esta forma el caudal de producción de gas, logrando reducir de 950 a 500 Kscf/day su producción diaria actual.

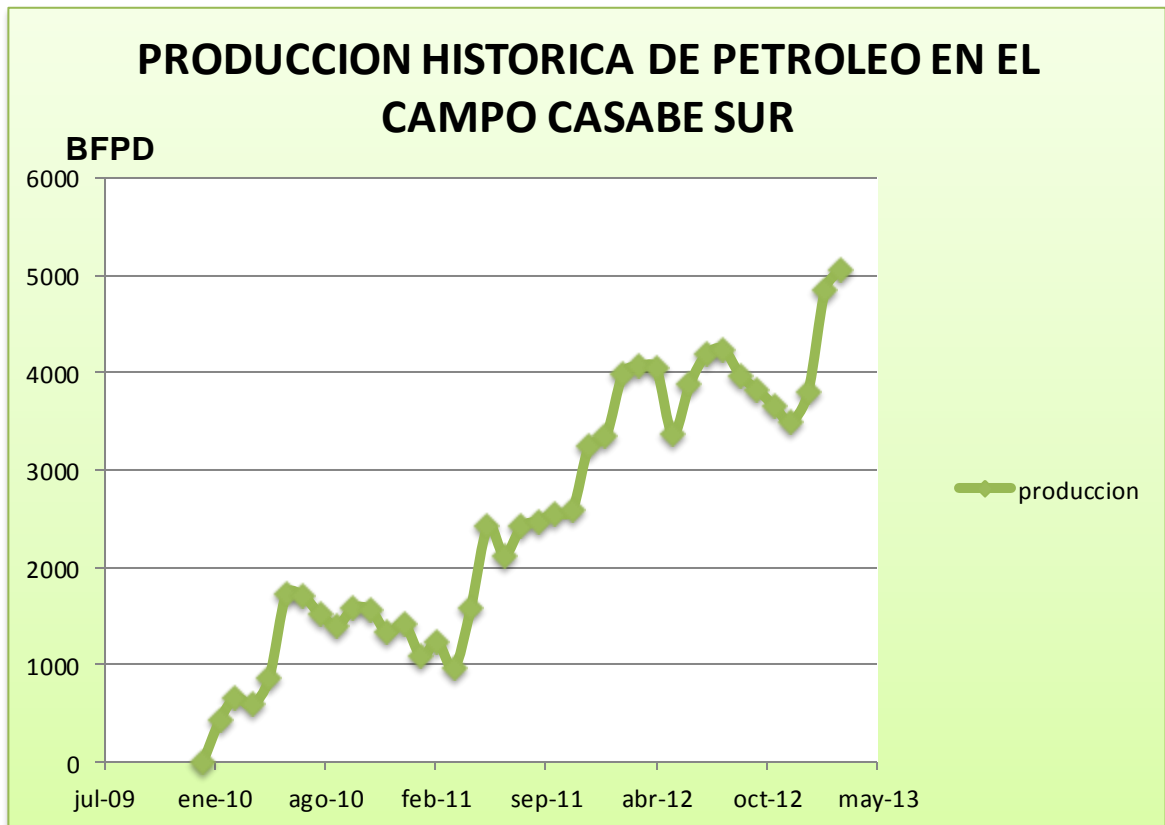
Como estrategia operativa para el manejo del gas natural que permita reducir las emisiones al medio ambiente y la quema de gas en tea, los pozos del Campo Casabe Sur operan con energía eléctrica suministrada por Generadores & Variadores de 100 HP (GPL, marca UNICO), equipos alimentados por gas natural producido por los pozos, el cual, se separa y regula para suministro como gas combustible; Aunque existe un proyecto para la construcción de una subestación eléctrica (SE) y el tendido de redes de energía que permitan energizar el Campo Casabe Sur a través de la red pública interna del Campo, la cual, estaría terminada a finales del año 2012; los pozos del Campo Casabe Sur continuarían siendo alimentados por los GPL en forma principal y en forma de “respaldo” de la red pública, cuando se encuentre en servicio la SE (mediano plazo).

El consumo actual de gas para la operación de los GPL es de aproximadamente 480 Kscf/day.

El proyecto Casabe Sur continuo la perforación de seis (6) pozos productores adicionales en la vigencia 2011 (CBES-5/6/8/10/11 y 13), para completar un total de 14 pozos, los cuales estarían operando con GPL, con un consumo total estimado de 840 Kscf/day.

Graficando los datos de producción que emite el ministerio de minas y energía se crearon los historiales de producción de petróleo y gas del campo Casabe Sur los cuales están a continuación:

**Figura 3. Histórico de producción del campo Casabe Sur.**

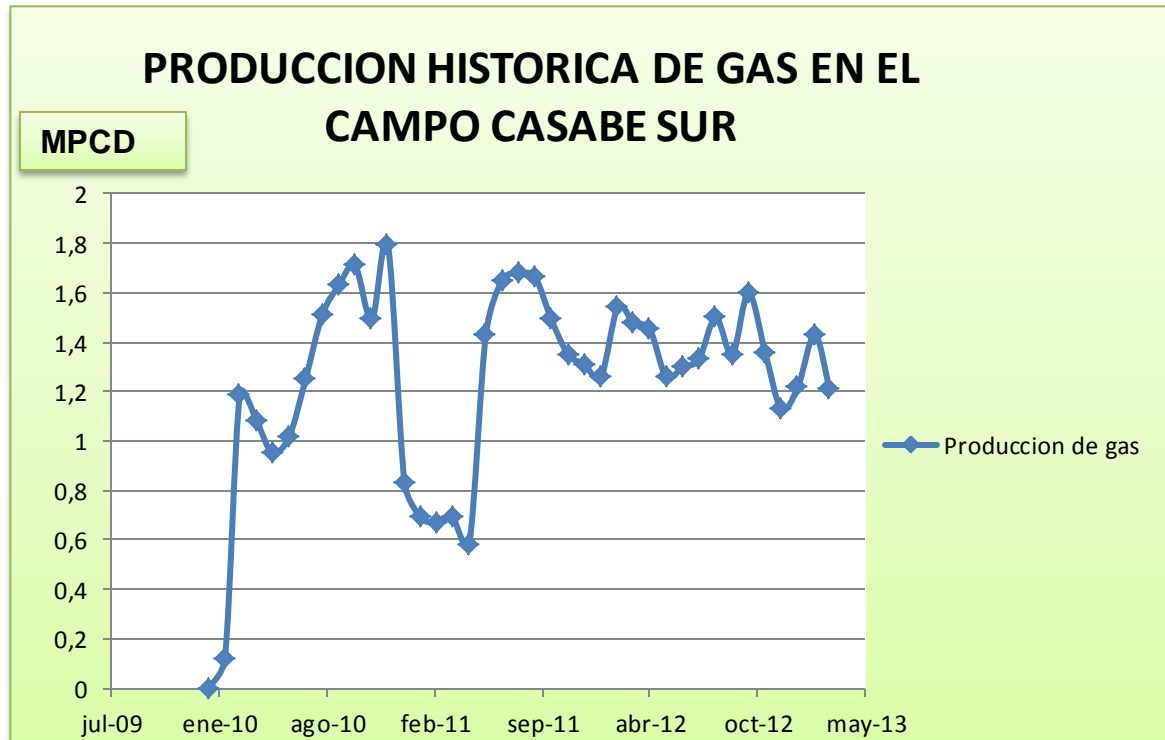


Fuente: Los autores.

En el grafico se observa la producción desde Enero de 2010 hasta Mayo de 2013 y donde el pico de producción de aceite se presenta en mayo de 2013 con 5054 BFPD tendencia a incrementar su producción.

El histórico de producción de gas es el siguiente:

**Figura 4. Produccion histórica de gas en el CCampo Casabe Sur**



Fuente: Los autores.

Para el caso del histórico de producción de gas también se cuenta con información desde Enero de 2010 hasta el mes de Mayo de 2013. Su pico de producción se presentó en el mes de Diciembre de 2010 con 1,8 MPCD.

### 3. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO (VSH2)<sup>6</sup>

En la industria petrolera, es conocida la necesidad de variar la longitud de recorrido que realiza el actuador hidráulico, además de la variación de la velocidad de descenso independiente de la velocidad de ascenso. Lo anterior genera una variación de los ciclos por minuto que realiza la maquina sin la necesidad de variadores electrónicos de frecuencia, puesto que dichas variaciones de velocidad son generadas a través de la variación del caudal que entra o sale del actuador hidráulico mediante el uso de válvulas reguladoras de caudal. Tal hecho, disminuye los costos operativos del sistema de levantamiento artificial y aumenta la producción de los pozos. Por lo tanto el bombeo mecánico VSH2 se convierte en una excelente opción debido a cumple con todas las características anteriormente mencionadas.

#### 3.1 DESCRIPCION

Básicamente las unidades hidráulicas de bombeo mecánico trabajan como cualquier otra unidad, ya que lo que estas hacen es subir y bajar una sarta de varillas, colocando así el pozo en producción; pero a diferencia de las demás unidades convencionales, estas realizan el trabajo con energía hidráulica. En general las unidades hidráulicas de bombeo mecánico están construidas de forma modular. El primer módulo, es la unidad hidráulica de potencia, la cual posee el motor, bomba, circuitos hidráulicos y eléctricos que en conjunto se encarga de proporcionarle la energía hidráulica al segundo módulo. El segundo módulo lo

---

<sup>6</sup> MACHETE, Eliana Y. "Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 utilizados en el campo caño limón". Bucaramanga, 2007, 195 p. Trabajo de Grado (Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

componen el pedestal y actuador hidráulico. El pedestal se ensambla sobre la cabeza de pozo como se observa en la siguiente figura. Su función es la de servir como base del actuador hidráulico, conducir el aceite hasta el actuador, y proporcionar un sitio para la ubicación de los sensores finales de carrera. El actuador hidráulico tiene como función convertir la energía hidráulica en energía mecánica, con lo cual realiza el movimiento de subir y bajar la sarta de varillas.

### **3.2 FUNCIONAMIENTO**

La unidad hidráulica de bombeo mecánico, que consta de una unidad hidráulica de potencia y un pedestal con actuador hidráulico. Esta unidad posee un único motor que proporciona potencia a todos los elementos de ésta. Dicha invención funciona cuando la primera bomba de una bomba dual, que posee la unidad hidráulica de potencia, toma el aceite hidráulico que se encuentra dentro del tanque de aceite hidráulico y lo envía en forma de caudal y presión hacia el actuador hidráulico que se encuentra en lo alto del pedestal. De esta forma, el actuador hidráulico, levanta la carga necesaria para poner en producción un pozo. Cuando termina el movimiento de elevación de la carga, la unidad hidráulica de potencia conmuta su válvula solenoide para permitir que el actuador hidráulico retorne a su posición inicial para comenzar un nuevo ciclo. La acción de conmutar la válvula solenoide que realiza la unidad hidráulica de potencia, está determinada por dos finales de carrera que se encuentran en el pedestal: uno en la parte superior y otro en la parte inferior. Al mismo tiempo, la segunda bomba de la bomba dual, envía a un filtro el aceite hidráulico que toma del tanque de aceite hidráulico y después lo pasa por un radiador, con el fin de enfriarlo. Finalmente, el aceite limpio de impurezas retoma al tanque de aceite hidráulico con una temperatura menor a la que salió, con el fin de mantener una temperatura estable y óptima en todo el sistema. A su vez, el motor eléctrico tiene un eje pasante en el que se monta un ventilador metálico en su parte posterior, el cual proporciona el flujo de aire

necesario para enfriar el aceite que pasa por el radiador. De esta forma, se optimiza el diseño de la unidad hidráulica de bombeo mecánico, puesto que con un solo motor se mueve la bomba de potencia (bomba primaria), la bomba de recirculación (bomba secundaria) y el ventilador, siendo todos, componentes que están acoplados directamente al eje del motor.

### 3.3 EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie está compuesto por: el motor eléctrico, que acciona el sistema de aceite hidráulico, el acumulador de presión, la bomba hidráulica, el tanque de aceite, la unidad de bombeo como tal y el cabezal de pozo.

**3.3.1 Motor eléctrico.** La carga del motor es cíclica, es decir, la demanda de potencia es alta durante el recorrido ascendente, cuando la sarta de varillas y el peso del fluido han sido levantados y prácticamente no se requiere entrada de potencia durante el recorrido descendente, cuando las varillas caen por su propio peso.

**Figura 5. Motor eléctrico.**

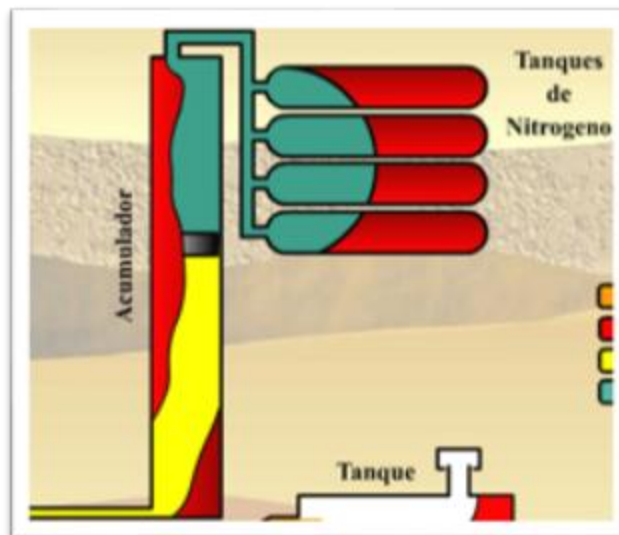


Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

**3.3.2 Acumulador de presión.** Es un cilindro con un pistón interno, el cual en su parte superior contiene nitrógeno y en la parte inferior aceite hidráulico, el nitrógeno provee la presión necesaria para amortiguar el peso en la carrera descendente y aportar potencia hidráulica en la carrera ascendente, logrando con esto disminuir hasta 2/3 la energía requerida para levantar el peso sobre la barra pulida.

El acumulador se llena de nitrógeno colocando una de las botellas de nitrógeno a la entrada para el suministro del mismo y manteniendo la válvula abierta hasta que cese el paso de gas, este procedimiento se debe repetir con todas las botellas y el acumulador hasta alcanzar una presión de 1500 psi.

**Figura 6. Acumulador de presión**



Fuente: Weatherford Colombia Ltda.

**3.3.3 Botellas de nitrógeno.** Son recipientes para almacenar nitrógeno que requiere la unidad para su funcionamiento. Para llenar las botellas de nitrógeno se deben cerrar las válvulas de los cilindros y el alimentador del acumulador, conectar la nueva fuente de nitrógeno a una de las botellas hasta su llenado,

después se debe repetir este procedimiento con las botellas restantes y por último, abrir las válvulas para igualar las presiones alrededor de 1500 psi.

**Figura 7. Botellas de nitrógeno.**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

**3.3.4 Bomba hidráulica.** Su función consiste en transformar la energía mecánica en energía hidráulica, impulsando el fluido hidráulico en el sistema.

Se encarga de aportar la potencia necesaria por debajo al segundo pistón en carrera ascendente y por encima en carrera descendente. El sentido de empuje del aceite hidráulico sigue la dirección que le indica la servo válvula ubicada en la bomba, la cual recibe señales de los sensores de proximidad ubicados en el mástil, cambiando con esto el sentido de la carrera.

**Figura 8. Bomba hidráulica.**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

**3.3.5 Tanque de aceite.** En este recipiente se almacena el aceite que es el fluido hidráulico encargado de hacer el empuje necesario en la carrera ascendente y descendente. La temperatura de este aceite no debe exceder los 150°F.

**Figura 9. Tanque de aceite.**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

**3.3.6 Mástil o unidad de bombeo** Es un acople mecánico que guía el movimiento ascendente–descendente suministrado por el cilindro para operar la bomba de fondo que está unida a la sarta de varillas y la barra pulida.

Una unidad de bombeo diseñada apropiadamente tiene el tamaño exacto en su estructura y de carrera para producir el fluido que se desea obtener.

**X – XXX – YYY – ZZZ**

Donde,

**Tabla 1. Nomenclatura API para Unidades de Bombeo Mecánico.**

SÍMBOLO	NOMBRE	EJEMPLOS
<b>X</b>	Tipo de Unidad	C: Convencional M: Mark II A: Balanceada por aire
<b>XXX</b>	Capacidad de la caja de engranaje	En miles libras-plg
<b>YYY</b>	Capacidad de la estructura	En cientos de libras
<b>ZZZ</b>	Longitud máxima de la carrera	En pulgadas

Fuente: GONZALEZ, Henry. Bombeo Mecánico para Ingenieros. Bogotá, Colombia. 2006.

La compañía que presta este servicio no tienen una descripción API para estas unidades, las describen como: VSH2 – 150. Las principales partes de la unidad de bombeo son:

**Guaya:** Alambre de acero compacto que sirve de sostén al sistema de levantamiento (elevador y sarta de cabillas). Ver figura 14 (No.1).

**Elevador:** Es el encargado de sujetar la sarta de cabillas con el sistema de guayas conectado al cabezote. Ver figura 14 (No.2).

**Espaciador:** Espacio que existe desde la parte inferior del elevador y la placa de referencia en donde se ubica el equipo dinagráfico. Ver figura 14 (No.3).

**Figura 10. Guaya, elevador y espaciador.**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

**Barra Lisa:** Es una barra de acero sólido que tiene conexiones en ambos extremos para las varillas de bombeo. Es la barra más fuerte de toda la sarta, por lo tanto es más grande que el tamaño de la sección superior de varillas. Sus funciones son transmitir el movimiento de bombeo a las varillas y permitir la formación de un sellamiento contra las fugas de los fluidos del pozo, por lo que su superficie externa es pulida.

Los componentes de las cargas en la Barra Lisa son: El peso de la sarta de varillas, la fuerza de flotación que hace disminuir el peso de las varillas, las fuerzas de fricción del fluido y mecánicas en toda la Sarta de Varillas, las fuerzas dinámicas que ocurren en la sarta y el peso del fluido sobre el émbolo de la bomba.

La suma del peso de la Sarta de Varillas y la Fuerza de Flotación es el “Peso Neto” de las Varillas. Los efectos de fuerzas de fricción son difíciles o imposibles de predecir por lo que generalmente no se tienen en cuenta. Las fuerzas dinámicas sobre la Barra Lisa se encuentran mediante la aplicación del modelo de la masa concentrada. Las Fuerzas Inerciales se calculan mediante el método del “Factor de Aceleración” de Mills que tiene en cuenta la masa y la aceleración de la barra lisa.

**Figura 11. Barra Lisa**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

**3.3.7 Cabezal de pozo.** La Barra Lisa se mueve dentro del cabezal de la tubería de producción, sobre el cual se instala la tee de bombeo y ésta a su vez hacen

que los fluidos producidos por la bomba vayan dentro de la línea de flujo, una válvula cheque se instala sobre ésta línea para evitar que los fluidos ya producidos se devuelvan al pozo.

Sobre la Barra Lisa se instala una abrazadera a una altura adecuada para permitir que la Barra Portavarillas levante la sarta de varillas. El prensaestopas se instala justo por encima de la tee de bombeo y su objetivo es evitar la fuga de fluidos del pozo alrededor de la Barra Lisa, es importante ajustar periódicamente el hermetismo de los anillos de empaque para evitar la fuga y no apretarlos tanto para evitar las fuerzas de fricción que surgen en la Barra Lisa.

**Figura 12. Cabezal de pozo**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

### **3.4 EQUIPO DE FONDO**

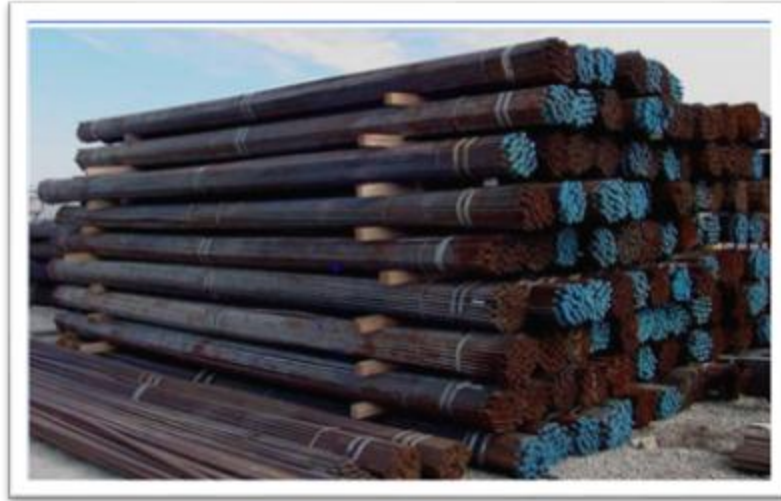
El equipo de fondo del Sistema de Bombeo Mecánico VSH2 al igual que los Sistemas de Bombeo Mecánico tradicionales está compuesto por: La sarta de varillas compuesta por las varillas de succión que proporciona el acople mecánico

entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie, la bomba de subsuelo y el sistema de anclaje que permite mantener la tubería de producción en tensión.

**3.4.1 Sarta de varillas.** Proporciona el vínculo entre la Unidad de Bombeo en superficie y la Bomba de Subsuelo, su función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba para proporcionarle la potencia necesaria para que ocurra la producción. La sarta de tiene un impacto mayor en el comportamiento del sistema, varillas afecta las cargas en la barra pulida y la caja de engranaje, consumo de energía, torque en la caja de engranaje, carrera de fondo y frecuencia de fallas en las varillas. Su resistencia, vida útil y fuerzas friccionales tiene gran impacto en la economía de un pozo.

Las varillas, las cuales son utilizadas en locaciones con problemas de corrosión, para generalmente son fabricadas 100% acero. Existen sartas parcialmente en acero y fibra de vidrio reducir cargas en la unidad de bombeo, para evitar comprar unidades excesivamente grandes o para incrementar la tasa de producción. La longitud de varillas más común en acero es 30 pies y en fibra de vidrio es 37.5 pies, por lo cual las segundas reduce el número de acoples y hace que la sarta sea más ligera.

**Figura 13. Sartas de varillas en sus empaques.**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

**3.4.2 Bomba de subsuelo** Trabaja sobre el principio de desplazamiento positivo y son del tipo cilindro-pistón de la bomba

**Figura 14. Bomba de subsuelo.**



Fuente: GONZALEZ, Henry. Bombeo Mecánico para Ingenieros. Bogotá, Colombia. 2006.

Sus partes básicas son el Barril de Trabajo (cilindro), el émbolo (pistón), las dos Válvulas de bola (la válvula viajera se encuentra en el pistón y la válvula fija a la

entrada del cilindro) y la zapata (mecanismo de sello).

La operación de la bomba influye en las cargas sobre la sarta de varillas, la unidad de bombeo, la caja de engranaje y el motor. La selección de la bomba adecuada incrementa la eficiencia del sistema y extiende la vida útil del equipo, generalmente una bomba grande con velocidades de bombeo bajas incrementan la eficiencia del sistema.

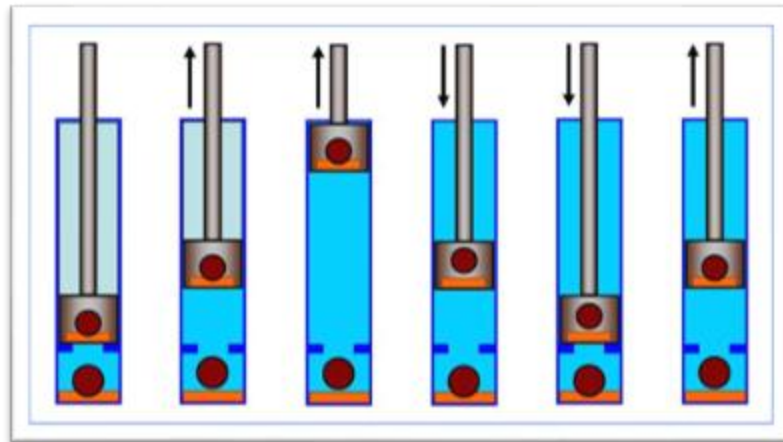
La operación de una bomba mecánica, asumiendo que está llena de fluido incompresible tal como fluido muerto o agua, lleva los siguientes pasos:

- Para el caso ideal de bomba totalmente llena, en la carrera ascendente la válvula viajera se cierra debido a la presión hidrostática que ejerce el fluido que está dentro de la tubería, éste fluido es levantado hasta la superficie durante el movimiento ascendente del pistón, la presión cae en el espacio que existe entre las válvulas viajera y fija haciendo que ésta última se abra permitiendo que la presión en la cara del pozo haga que el fluido de la formación llegue al barril. Es importante notar que en esta parte todo el peso de la columna hidrostática es soportado por el cilindro y la sarta de varillas.
- Después de que el cilindro alcance su punto máxima, la sarta de varillas empieza a bajar, la válvula viajera se y la fija se cierra debido a la incompresibilidad del líquido contenido en el barril. Cuando se abre la válvula viajera ésta se libera de la carga de fluido y la presión del mismo se transfiere a la tubería a través de la válvula fija.
- Al final del recorrido descendente, la dirección del movimiento de la sarta de varillas se invierte y empieza otro ciclo de bombeo.

Básicamente existen tres tipos de bombas: De tubería, insertables y de revestidor,

pueden ser pared gruesa o delgada. Las bombas de tubería son utilizadas para altas tasas de producción en pozos poco profundos, las insertables son las más populares debido a que son fáciles de instalar y reparar y las bombas de revestidor exigen pozos verticales

**Figura 15. Ciclo de bombeo.**



Fuente: MACHETE, E. Y.

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha desarrollado un método para designar las bombas de subsuelo de doce caracteres de en la especificación API 11AX, así:

**XX - XXX - X1 X2 X3 X4 X5 - X - Y**

Donde,

**Tabla 2. Nomenclatura API para bombas de subsuelo de bombeo mecánico**

SÍMBOLO	NOMBRE	EJEMPLOS
XX	Tubería de Producción.	15: 1,9 pulg OD 20: 2 3/8 pulg OD 25: 2 7/8 pulg OD 30: 3 1/2 pulg OD
XXX	Diámetro de la bomba	125: 1 ¼ pulg 150: 1 ½ pulg 175: 1 ¾ pulg 178: 1 25/32 pulg 200: 2.0 pulg 225: 2 ¼ pulg 250: 2 ½ pulg 275: 2 ¾ pulg
X <sub>1</sub>	Tipo de Bomba	R: De varillas T: De tubería
X <sub>2</sub>	Tipo de Barril	Bombas con pistón de metal: H: Pared Gruesa W: Pared Delgada Bombas de pistón de empaque suave: S: Pared Delgada P: Pared Gruesa
X <sub>3</sub>	Localización del anclaje	A: Tope B: Fondo T: Fondo, barril viajero
X <sub>4</sub>	Tipo de anclaje	C: Copas M: Metálico
X <sub>5</sub>	Longitud del barril	En pies
X	Longitud nominal del pistón	En pies
Y	Longitud total extensiones	En pies

Fuente: GONZALEZ, Henry. Bombeo Mecánico para Ingenieros. Bogotá, Colombia. 2006.

**3.4.3 Sistema de anclaje** Es un niple de asentamiento que se ajusta al anillo de fricción o bronce de la bomba, formando un sello hermético entre el fluido del pozo y su función es impedir que la tubería de producción se estire y contraiga durante el ciclo de bombeo debido a la carga variable a la que está sometida. El estiramiento de la tubería reduce el recorrido del pistón disponible para levantar los fluidos dando como resultado la reducción en el desplazamiento de la bomba, además durante la carrera ascendente sufre un pandeo haciendo que la tubería se doble alrededor de las varillas, por debajo de cierta profundidad.

La cuña del ancla de la tubería de producción que se aparece en la figura 34 ofrece las ventajas de las anclas de tensión y compresión. Se coloca con una rotación a la izquierda y se recupera con una rotación opuesta. Cuando se coloca la cuña del ancla, permite un tensionamiento apropiado de la tubería para evitar completamente el pandeo. La fuerza requerida en superficie sobre la sarta de tubería se calcula a partir de la tensión que existiría entre la tubería de producción durante el recorrido descendente como si la tubería estuviera suspendida libremente en el pozo.

**Figura 16. Ancla de tubería tipo copas.**



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

### **3.5 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO VSH2.**

Como hasta el momento sólo se han realizado seis instalaciones es muy complicado hacer un análisis detallado de las causas de fallas en la utilización del Bombeo Mecánico VHS2 como método de levantamiento artificial porque no se tienen suficientes datos para hallar tiempo de vida medio antes de falla y hacer cálculos estadísticos. Sin embargo, analizando los inconvenientes que se han

presentado hasta el momento en los pozos que tienen instalado éste método de levantamiento artificial, se puede concluir que los problemas operacionales más frecuentes se presentan por causa del manejo de arena y problemas de operación. Los daños operacionales pueden ser los siguientes:

**3.5.1 Fallas en la unidad de bombeo.** Las fallas que presenta la Unidad de Bombeo a lo largo de su vida útil están relacionadas con problemas operacionales de fácil solución como:

- Alta presión en la carrera ascendente, como consecuencia de falta de nitrógeno o aceite en el acumulador.
- Alta presión en la carrera descendente, causada por mucho aceite en el acumulador o alta presión de nitrógeno en el acumulador.
- Pérdida de presión en el acumulador, debido a que la válvula de drenaje del acumulador se encuentre abierta, posibles pérdidas de nitrógeno, pérdidas de sello en el pistón superior del mástil o en el acumulador causadas por fugas en la línea de retorno del tope de la unidad al tanque o existencia de aceite hidráulico en las botellas de nitrógeno.
- Alta temperatura del aceite, por bajo nivel de aceite en el tanque o mal flujo de aire en el ventilador.
- El cilindro no cambia de dirección, a causa de fallas en los sensores de cambio de carrera, en el temporizador de carrera y/o en el tablero electrónico.
- El cilindro no es capaz de levantar la sarta debido a baja presión en el acumulador o a que la válvula de torque no está debidamente ajustada.

- No se pueda llenar el acumulador, ya que la presión en las botellas de nitrógeno es superior a la presión de operación de la bomba.

**3.5.2 Fallas en las varillas.** Las fallas en las varillas pueden ser ocasionadas fundamentalmente por:

- *Fatiga:* Son progresivas y empiezan como grietas pequeñas por esfuerzo que crecen bajo la acción de las fuerzas cíclicas y ocurren con esfuerzos más bajos que la fuerza de rotura del material.
- *Tensión:* Ocasionadas por excesivo esfuerzo de las varillas cuando se aplica gran fuerza de arrastre, ocurren generalmente en el cuerpo de las varillas debido a la reducción de su diámetro.
- *Mal manejo:* Diseño inadecuado, procedimientos incorrectos de preservación y manejo, procedimientos descuidados de enrosque y desenrosque, prácticas operativas desactualizadas o cualquier combinación de estos elementos.
- *Conexiones:* Lubricación inadecuada, enrosque inadecuado, demasiada fuerza de apriete y desgaste de golpeteo de tubería o cualquier combinación de estos elementos.

**3.5.3 Fallas en la bomba de subsuelo.** Las fallas en la Bomba de Subsuelo ocurren habitualmente por el manejo de arena y el bajo soporte de presión que tienen los pozos que manejan caudales pequeños, algunos casos son:

- Empaquetamiento de la Bomba de Subsuelo.
- Desgaste en la válvula fija o viajera a causa del manejo de arena.
- Golpe de fluido a causa del bajo soporte de presión del pozo.
- Mal llenado de la Bomba.

**3.5.4 Factores externos.** Para el sistema de Bombeo Mecánico VSH2 también los existen factores que influyen en el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial sin ser parte del equipo de fondo, estos factores son:

- Instalación defectuosa debida a malos procedimientos de instalación.
- Equipo Imperfecto o por debajo de las normas de calidad.
- Tormentas Eléctricas causando daños en los equipos electrónicos como el motor, la bomba o el ventilador.
- Desaciertos en los parámetros de yacimientos que se emplearon para hacer el respectivo diseño.
- Condiciones de pozo como bajo nivel causando golpe de fluido.

#### **4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA ANALISIS CAUSA RAIZ A LOS POZOS SELECCIONADOS.**

Teniendo en cuenta las generalidades del campo y de las unidades, ahora se debe enfocar el estudio a los pozos que operan con bombeo mecánico con accionamiento hidráulico y presentan fallas frecuentes en estas unidades , recordando esto como la meta de este proyecto.

Para el análisis se tiene el historial de fallas del equipo de superficie para poder identificar las posibles causas de falla y se contó con la orientación de miembros del equipo de supervisión de las unidades hidráulicas del sistema de levantamiento de bombeo mecánico, teniendo como objetivo no pasar por alto ninguna causa. Para lo anterior se utilizó la técnica de análisis causa raíz diagrama de Ishikawa o espina de pescado la cual consiste en expresar de una manera gráfica el conjunto de factores que intervienen para que se produzca la falla y comprender la forma en que estos se relacionan y posteriormente una vez se han identificado y clasificado todos los factores que intervienen en la falla, se selecciona aquel de mayor importancia con el fin de establecer la medida correctiva apropiada.

##### **4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN.**

De acuerdo con el objetivo general de este proyecto la primera decisión que debe tomarse es la aplicación de la metodología análisis causa raíz. Teniendo en cuenta lo anterior se decidió aplicar la metodología a 14 de los 23 pozos productores del campo ya que estos cuentan con sistema de bombeo mecánico VSH 2, el estudio se realizó entre los años 2012 y 2013 debido a que en este

periodo de tiempo se presentaron 1241 fallas, lo cual significa una gran pérdida económica para Ecopetrol S.A. Para validar la necesidad de la aplicación del análisis causa raíz la empresa posee una matriz de riesgos creada y adecuada a sus necesidades, en la cual se tienen los acontecimientos dependiendo de su consecuencia para la salud, el ambiente, la imagen de la empresa y la parte económica. En este caso de estudio se vio la necesidad de aplicar la metodología debido a las pérdidas económicas que generan las fallas en las unidades.

Teniendo en cuenta el dinero que deja de percibir la empresa y la probabilidad de que las fallas ocurran, las cuales son repetitivas en el año, se ubica en un nivel de estudio medio de aplicación de la metodología. (Ver Tabla 7).

El criterio de elección de los pozos del campo Casabe Sur para la aplicación del ACR se presenta a continuación mostrando el procedimiento utilizado.

En primer lugar se seleccionó la información relacionada con todos los eventos ocurridos en los pozos con sistema de bombeo mecánico VSH 2 del campo, comprendida entre el mes de Enero del 2012 hasta Diciembre del 2013; junto con el historial del pozo; esto con el objetivo de establecer las fallas más comunes en los pozos con estas unidades y para encontrar aquellos eventos reincidentes relacionados con las unidades.

El análisis minucioso de la información sobre los pozos permite conformar tres categorías o grupos de fallas importantes en las unidades VSH 2, el primero es el grupo de las fallas eléctricas que aunque no son objeto de estudio de este trabajo son importantes debido a que se tiene una hipótesis de que estas fallas pueden ser la causa raíz de las fallas en las unidades. El segundo grupo son las fallas en las unidades y en tercer grupo son los trabajos programados que en general son las causas por las cuales se debe intervenir un pozo que opera bajo este



**GRUPOS:**

Fallas eléctricas.

Fallas en las unidades.

Trabajos programados.

En el campo Casabe Sur es común encontrar este tipo de incidentes, siendo las fallas eléctricas y las fallas de las unidades las más representativas en los últimos dos periodos (desde Enero de 2012 hasta Diciembre de 2013). Dentro de las fallas de las unidades la gran mayoría tienen que ver con problemas en el motor de la unidad y desbalanceo de la misma, lo cual afecta directamente el tiempo de operación de las unidades.

El análisis de las fallas de los pozos del campo Casabe sur se realiza periodo a periodo para poder observar una serie de indicadores los cuales muestran cual es el problema más recurrente en el pozo y de ese modo poder abordar y determinar cuál es la causa raíz que está generando la reincidencia de las fallas.

La cantidad de pozos productores sobre los cuales se desarrolló el estudio son 14 (Diciembre de 2013), los cuales son reiterativos en las intervenciones mencionadas anteriormente. En este momento este número comenzará a aumentar debido a que ya se tienen proyectos para perforar futuros pozos productores, debido a la meta que tiene Ecopetrol S.A de mantener la producción nacional sobre el millón de barriles diarios. Este trabajo hace parte del proyecto ALIANZA CASABE de la cual hace parte la estatal petrolera Ecopetrol S.A. en conjunto con la multinacional Schlumberger que tiene como objeto incrementar la producción del campo Casabe Sur en los próximos años.

#### 4.2 ANALISIS DEL PERIODO 2012.

En este periodo se intervinieron 11 pozos por las fallas anteriormente nombradas, las cuales en su totalidad necesitaron 634 servicios, distribuidos de la siguiente forma: 398 debido a fallas eléctricas, 169 por fallas en las unidades y finalmente 67 trabajos de mantenimiento correctivos. Cabe aclarar que son 14 pozos totalidad de los pozos estudiados en este proyecto.

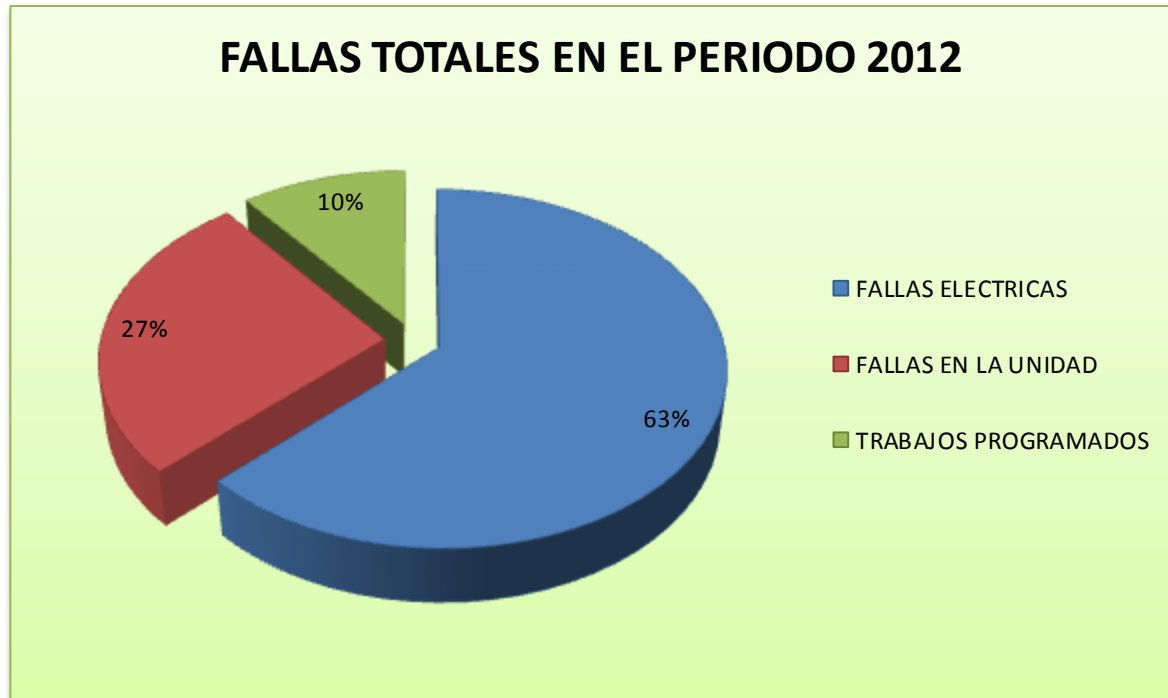
A continuación en la tabla se muestra la totalidad de los trabajos hechos en este periodo con su respectiva descripción.

**Tabla 4. Intervenciones periodo 2012.**

<b>INTERVENCIONES 2012</b>		
	<b>CANTIDAD</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>FALLAS ELECTRICAS</b>	398	62,78%
<b>FALLAS EN LA UNIDAD</b>	169	26,66%
<b>TRABAJOS PROGRAMADOS</b>	67	10,57%
<b>TOTALES</b>	<b>634</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Los autores

Figura 17. Gráfico de fallas en el periodo 2012.



Fuente: Los autores

El estudio muestra que de 634 realizados en pozos con las unidades VSH 2 el 90% corresponde a fallas eléctricas y fallas en las unidades.

Teniendo en cuenta la afirmación anterior se genera un índice de falla anual es equivalente a 57,64 intervenciones a pozo/año, lo cual es un valor muy alto y representa un gran problema en el campo y constituye una gran pérdida económica para el mismo. La relación descrita anteriormente se define por medio de la siguiente ecuación:

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

El valor mostrado anteriormente relaciona de forma general todas las intervenciones presentadas en los pozos del campo con unidades VSH 2 del

campo; y no muestran un índice de falla particular, relacionado a las fallas presentes en las unidades lo cual es el objetivo de este trabajo.

El análisis gráfico de las fallas es muy conciso, un 27% de las intervenciones totales a los pozos es debido a fallas en las unidades, esto equivale a 169 trabajos efectuados en los 11 pozos de estudio con lo cual se concluye lo siguiente: todos los pozos intervenidos para el estudio demandan más de 3 servicios al año debido a fallas en la unidad ; con estos datos se puede crear un indicador conocido como índice de falla anual por unidad, el cual es una relación entre las intervenciones realizadas a los pozos con el total de los pozos en los cuales se efectuó este servicio. Este indicador se puede observar en la siguiente ecuación y dio como resultado para el periodo 2012, 15,36 intervenciones a pozo por año por deficiencia en el funcionamiento de la unidad.

La siguiente ecuación muestra el índice de falla anual por falla en la unidad:

$$INDICE\ DE\ FALLA\ ANUAL\ POR\ UNIDAD\ VSH\ 2 = \frac{INTERVENCIONES\ POR\ UNIDAD}{POZOS\ INTERVENIDOS}$$

Con esta relación es posible observar que existen pozos reincidentes que necesitan de servicio de mantenimientos ocasionado interrupciones de producción lo que significa una pérdida económica para el campo.

La mayoría de las fallas en las unidades hidráulicas se relacionan con el desbalanceo de la unidad, a fallas en el motor eléctrico de la misma y fallas en las botellas de nitrógeno. Estas fallas están asociadas a deficiencias que presenta el suministro de energía eléctrica del campo la cual representa un problema crítico debido a que la gran mayoría de las fallas que se presentan en el equipo de superficie tienen que ver con deficiencias eléctricas.

### **4.3 ANALISIS DEL PERIODO 2013.**

En el periodo del año 2013 se dio una disminución importante de las fallas al pasar de 634 fallas en el 2012 a 607 en el 2013, lo cual es una disminución del 4,25 % de la fallas, se tiene como hipótesis que la reducción de las fallas de debe al cambio de energía eléctrica proveniente de los GPLs que tenían instalados los pozos a el suministro de energía eléctrica por parte de Termobarranca; el cual según el número de fallas presentadas en este periodo ha tenido un impacto positivo en los pozos, esto asociado al incremento del número de pozos intervenidos al pasar de 11 en el 2012 a 14 en el 2013 con un incremento del 21,43%.

Las intervenciones realizadas en el año 2013 se dividieron de la siguiente forma: el total de las intervenciones en este periodo disminuyo a 607 de las cuales trecientas cuarenta y seis corresponden a fallas eléctricas, ciento noventa y tres a fallas en la unidad y las restantes a trabajos programados debido a las fallas presentadas.

El índice general de falla anual para el año 2013 disminuyo en un 27,72% en comparación al periodo de 2012 al pasar de 57, 63 fallas por año en el 2013 a 43, 33 fallas por año en el 2013. Este índice general de falla fue calculado a partir de la formula mencionada en el análisis anterior.

La tabla muestra el número de trabajos realizados, teniendo en cuenta el problema por el cual fue necesario intervenir el pozo.

**Tabla 5. Intervenciones en el periodo 2013.**

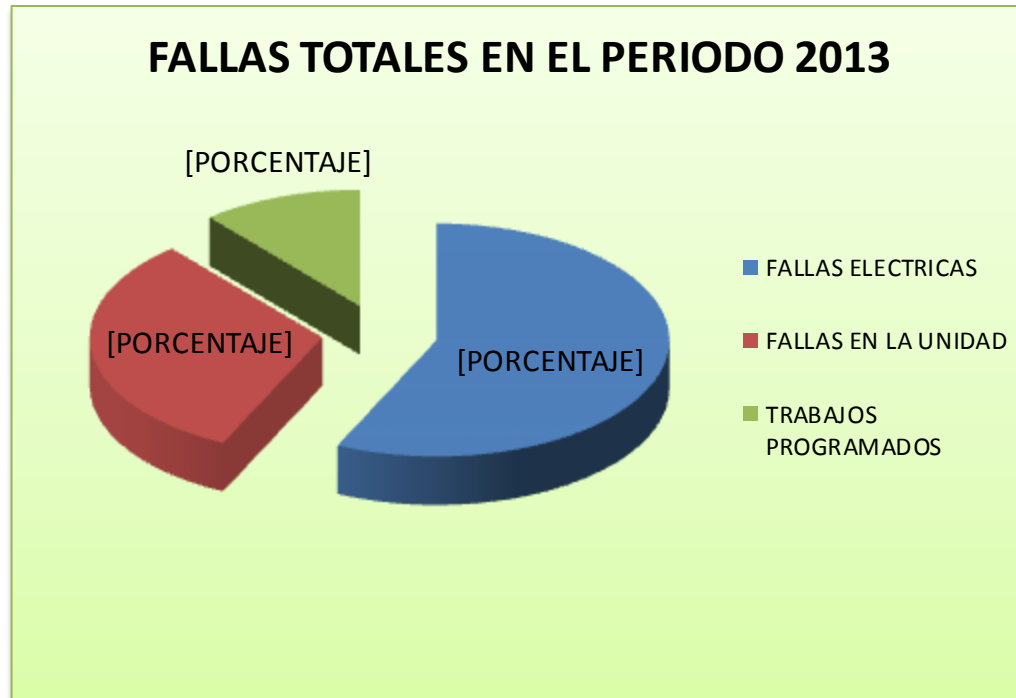
<b>INTERVENCIONES 2013</b>		
	<b>CANTIDAD</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>FALLAS ELECTRICAS</b>	346	57,00%
<b>FALLAS EN LA UNIDAD</b>	193	31,80%
<b>TRABAJOS PROGRAMADOS</b>	68	11,20%
<b>TOTALES</b>	<b>607</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Los autores

Generar una comparación entre los periodos 2012 y 2013 no es posible, teniendo en cuenta que el número de pozos intervenidos difiere de un periodo a otro lo que sugiere un análisis en conjunto de los dos periodos.

Analizando la relación de los servicios realizados en el periodo 2013 debido a las unidades se tiene que; 193 se efectuaron en 14 pozos que necesitaron el servicio; por lo tanto se tiene una relación de trabajos realizados a las unidades de 13,79 intervenciones a pozo por unidad en el periodo 2013, el cual es un valor ligeramente menor si se compara con el periodo inmediatamente anterior, teniendo en cuenta la cantidad de pozos analizados es mayor que en el periodo 2012, por lo tanto se convierte en un indicador que muestra que el cambio de suministro de energía eléctrica realizado por la compañía tuvo un efecto positivo.

**Figura 18. Gráfico de fallas del periodo 2013**



Fuente: Los autores

Observando el gráfico se puede apreciar que la constante de fallas eléctricas y en las unidades VSH 2 llega al 89%, el cual es un valor ligeramente inferior al 90% presentado en el 2012, teniendo en cuenta la disminución de los servicios y el aumento en los pozos intervenidos debido a fallas en las unidades para este periodo. El porcentaje de falla debido a las unidades es mayor para el 2013 comparado con el 2012, esto es debido al aumento de pozos intervenidos y a la reducción en las fallas eléctricas debido a las medidas correctivas implementadas por Ecopetrol para el mejor funcionamiento de las unidades.

Este tipo de mejoras están relacionadas como lo mencionamos anteriormente con el cambio de suministro de energía eléctrica, ya que el campo manejaba este servicio utilizando generadores de electricidad a gas y realizó el cambio en el periodo 2013 a la compra de energía eléctrica a Termobarranca; esta medida ha

tenido un impacto positivo ya que las paradas debido a fallas eléctricas ha disminuido en un 13,96%.

#### 4.4 ANALISIS CONJUNTO DE LOS PERIODOS 2012 Y 2013.

Finalmente se decidió hacer un análisis conjunto del tiempo de estudio de las unidades de todos los pozos intervenidos, el cual muestra las fallas totales y nos muestra a grandes rasgos la situación general de las unidades.

En la tabla 10 están las fallas acumuladas de los dos periodos con su respectiva descripción.

**Tabla 6. Intervenciones totales.**

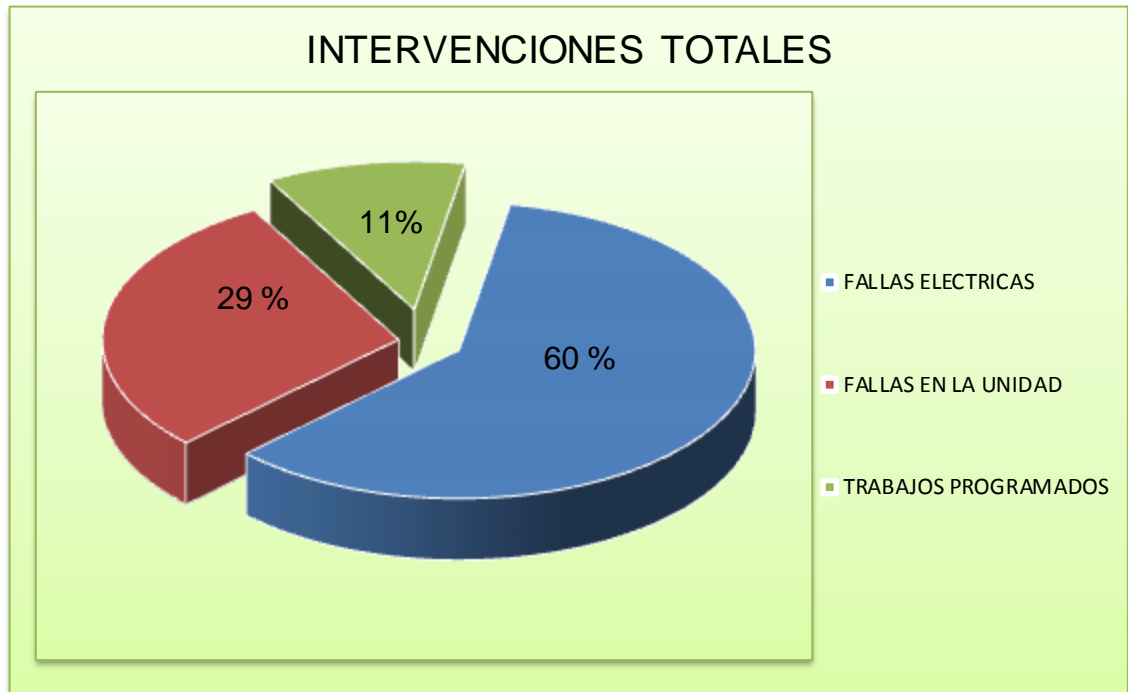
<b>INTERVENCIONES TOTALES DEL ESTUDIO</b>		
	<b>CANTIDAD</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>FALLAS ELECTRICAS</b>	744	59,95%
<b>FALLAS EN LA UNIDAD</b>	362	29,17%
<b>TRABAJOS PROGRAMADOS</b>	135	10,88%
<b>TOTALES</b>	1241	100,00%

Fuente: Los autores

En el tiempo total de estudio se presentaron 1241 fallas lo cual es una alta cantidad y sugiere que el campo debe implementar medidas correctivas urgentes para disminuir las fallas. Estas 1241 la mayoría son fallas eléctricas, que tienen que ver con cortes o paradas en el suministro eléctrico de las unidades, este problema se empezó a mejorar en octubre de 2012 con el cambio de fuente de energía eléctrica y el cual mostro su efecto en el año 2013 al pasar de 398 fallas

eléctricas en el periodo 2012 a 346 en el periodo 2013, lo cual se convierte en un gran logro para la compañía.

**Figura 19. Gráfico de las fallas totales.**



Fuente: Los autores.

En el análisis general un 89% de las fallas está relacionado con fallas eléctricas y en las unidades, lo cual es un dato esperado dado que en los periodos 2012 y 2013 los porcentajes fueron 90% y 89% respectivamente lo que refleja que el campo carece de una estrategia de mantenimientos preventivos ya que los mantenimientos mostrados en el estudio son correctivos y la gran cantidad de fallas de las unidades presentadas en el periodo de estudio muestra que las unidades necesitan un plan de mantenimiento preventivo para reducir las fallas presentadas en los periodos y así disminuir las pérdidas económicas debido a paradas en la unidad.

Para terminar este análisis conjunto vemos que en el periodo de 2013 disminuyeron las fallas eléctricas y aumentaron las fallas en las unidades, lo que se convierte en otra razón para pensar en el diseño de un plan de mantenimiento preventivo en las unidades.

A continuación se presenta un resumen de las falla en los periodos.

**Tabla 7. Resumen de trabajos.**

<b>RESUMEN GENERAL.</b>		
	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>NUMERO DE TRABAJOS</b>	634	607
<b>INDICE GENERAL DE FALLA</b>	57,64	43,36
<b>REDUCCION DE FALLA</b>	-----	4,26%

Fuente: Los autores.

Teniendo en cuenta que el objetivo de nuestro estudio se centra en las unidades se tiene también una tabla sobre el resumen de las fallas en las unidades hidráulicas.

<b>RESUMEN GENERAL DE FALLAS EN LA UNIDAD.</b>		
	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>NUMERO DE TRABAJOS</b>	169	193
<b>INDICE GENERAL DE FALLA EN LA UNIDAD</b>	15,36	13,79
<b>AUMENTO DE FALLAS</b>	-----	12,44%

Fuente: Los autores

Este fue el análisis general, ahora veremos un análisis de los pozos de las intervenciones que presentaron cada uno en los periodos 2012 y 2013.

**Tabla 8. Intervenciones de cada pozo del periodo 2012.**

<b>INTERVENCIONES 2012</b>				
<b>POZO</b>	<b>FALLAS ELECTRICAS</b>	<b>FALLAS EN LA UNIDAD</b>	<b>TRABAJO PROGRAMADO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>CBES 1</b>	11	10	5	26
<b>CBES 2</b>	37	11	26	74
<b>CBES 4</b>	57	9	5	71
<b>CBES 7</b>	30	9	3	42
<b>CBES 13</b>	48	47	5	100
<b>CBES 14</b>	18	3	2	23
<b>CBES 16</b>	9	4	3	16
<b>CBES 17</b>	30	3	4	37
<b>CBES 18</b>	31	48	9	88
<b>CBES 24</b>	0	0	0	0
<b>CBES 26</b>	61	20	5	86
<b>CBES 27</b>	66	5	0	71
<b>CBES 28</b>	0	0	0	0
<b>CBES 29</b>	0	0	0	0
<b>TOTALES</b>	<b>398</b>	<b>169</b>	<b>67</b>	<b>634</b>

Fuente: Los autores

En la tabla anterior se muestra la cantidad de fallas eléctricas, fallas en la unidad y trabajos programados de cada pozo. Como se mencionó anteriormente en el periodo 2012 no se tuvieron en cuenta tres pozos que son los pozos CBES 24, CBES 28 y CBES 29.

Por otro lado se destacan los pozos CBES 13, CBES 18 y CBES 26 con la mayor cantidad de intervenciones en el periodo 2012 con 100, 88 y 86 intervenciones respectivamente lo cual los convierte en pozos clave para el objetivo de estudio. Finalmente se puede apreciar que el pozo CBES 16 es el que menos intervenciones presenta 16 fallas en el año 2012 estas fallas se distribuyen en 9 fallas eléctricas, 4 fallas en la unidad y 3 trabajos programados.

Las fallas de cada pozo en el 2013 se distribuyeron de la siguiente manera según muestra la tabla 9.

En la tabla se aprecian los 14 pozos de estudio en los que se puede analizar que los pozos CBES 13, CBES 18 y CBES 26 ya no son los pozos con más fallas, lo cual muestra que las mejoras en el suministro de energía eléctrica disminuyeron las fallas en estos pozos.

En el periodo 2013 los pozos con más fallas son el pozo CBES 24 con 76 intervenciones el cual no se analizó en el periodo 2012, el pozo CBES 14 con 74 y los pozos CBES 1 y CBES 2 con 65 intervenciones cada uno.

Por otra parte resaltan los pozos CBES 7 y CBES 27 con la menor cantidad de intervenciones 20 cada uno. El primero con 13 fallas eléctricas, ninguna en la unidad y 7 trabajos programados, lo cual muestra que a mayor cantidad de mantenimientos menor cantidad de fallas.

**Tabla 9. Intervenciones de cada pozo del periodo 2013.**

<b>INTERVENCIONES 2013</b>				
<b>POZO</b>	<b>FALLAS ELECTRICAS</b>	<b>FALLAS EN LA UNIDAD</b>	<b>TRABAJO PROGRAMADO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>CBES 1</b>	24	40	1	65
<b>CBES 2</b>	26	20	19	65
<b>CBES 4</b>	14	3	6	23
<b>CBES 7</b>	13	0	7	20
<b>CBES 13</b>	17	20	5	42
<b>CBES 14</b>	47	22	5	74
<b>CBES 16</b>	11	11	5	27
<b>CBES 17</b>	40	27	6	73
<b>CBES 18</b>	32	5	4	41
<b>CBES 24</b>	52	20	4	76
<b>CBES 26</b>	30	8	1	39

<b>INTERVENCIONES 2013</b>				
<b>POZO</b>	<b>FALLAS ELECTRICAS</b>	<b>FALLAS EN LA UNIDAD</b>	<b>TRABAJO PROGRAMADO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>CBES 27</b>	13	6	1	20
<b>CBES 28</b>	13	7	1	21
<b>CBES 29</b>	14	4	3	21
<b>TOTALES</b>	<b>346</b>	<b>193</b>	<b>68</b>	<b>607</b>

Fuente: Los autores

El pozo CBES 27 y sus fallas se distribuyen de la siguiente manera 13 fallas eléctricas, 6 fallas en la unidad y 1 trabajo programado, por lo tanto es otra muestra de que si se implementa un plan de mantenimiento se podría pensar en disminuir significativamente las paradas en las unidades.

Teniendo en cuenta que las mejoras en el suministro de energía eléctrica han surgido efecto es hora de pensar en implementar mejoras para la disminución de las fallas en las unidades .

La herramienta a utilizar para en el análisis de los pozos que fallan debido a la unidad es la metodología Análisis De Causa Raíz (ACR), con la cual se identificarán las causas probables que generan fallas en el grupo de pozos de estudio los cuales han estado necesitando más de tres intervenciones anuales según lo mostrado en los análisis anteriores.

La clasificación de pozos reincidentes en fallas por unidad VSH 2 está asociada a encontrar el evento por el cual se intervino el pozo, apoyados en el registro de fallas y efectuando el análisis a los pozos productores del campo con sistema de levantamiento de bombeo mecánico con accionamiento hidráulico.

#### 4.5 ANALISIS CAUSA RAIZ EN LAS UNIDADES HIDRAULICAS.

Para empezar a enfocarnos en el objetivo de este proyecto empezaremos determinando el tiempo medio de falla en los pozos con unidades hidráulicas del sistema de levantamiento de bombeo mecánico.

El tiempo medio de falla es la herramienta inicial para determinar los pozos críticos del estudio, este relaciona los días totales trabajados en relación al número de intervenciones anuales esta relación está representada mediante la siguiente ecuación.

$$TIEMPO MEDIO DE FALLA = \frac{TIEMPO TOTAL DE OPERACION EN EL PERIODO}{NUMERO TOTAL DE FALLAS}$$

Este es un dato que proporciona el tiempo promedio de operación normal entre fallas y es un indicador de confiabilidad.

El grupo de pozos seleccionados para el análisis se muestra en la siguiente tabla, aquí se muestra el tiempo medio de falla, los días totales trabajados, el tiempo de parada y el número total de intervenciones.

**Tabla 10.Frecuencia de fallas.**

POZO	TIEMPO NO TRABAJADO			TIEMPO TOTAL NO TRABAJADO (DIAS)	DIAS TRABAJADOS	FALLAS	MTBF (DIAS)
	HORAS	MINUTOS	SEGUNDOS				
CBES 1	184	2	12	7,67	723,33	91	7,95
CBES 2	409	31	12	17,06	713,94	139	5,14
CBES 4	344	42	0	14,36	716,64	94	7,62
CBES 7	241	20	0	10,06	720,94	62	11,63
CBES 13	357	36	12	14,90	716,10	142	5,04
CBES 14	431	41	38	17,99	713,01	97	7,35

POZO	TIEMPO NO TRABAJADO			TIEMPO TOTAL NO TRABAJADO (DIAS)	DIAS TRABAJADOS	FALLAS	MTBF (DIAS)
	HORAS	MINUTOS	SEGUNDOS				
CBES 16	136	45	15	5,70	725,30	43	16,87
CBES 17	326	32	45	13,61	717,39	110	6,52
CBES 18	385	50	12	16,08	714,92	129	5,54
CBES 24	242	20	0	10,10	354,90	76	4,67
CBES 26	378	17	15	15,76	715,24	125	5,72
CBES 27	214	9	24	8,92	722,08	91	7,93
CBES 28	71	52	0	2,99	362,01	21	17,24
CBES 29	47	56	0	2,00	363,00	21	17,29

Fuente: Los autores

Teniendo en cuenta la tabla anterior se puede ver que los pozos que presenta un tiempo medio falla más corto lo presentan los pozos CBES 24, CBES 13 y CBES 2 con MTBF de 4.67, 5.04 y 5.14 días respectivamente. Lo cual muestra que estos pozos tienen la probabilidad de tener una falla cada 5 días en promedio, por lo tanto se convierte en un gran problema para la compañía.

Revisando el lado opuesto los pozos que presentan un tiempo medio de falla alto son CBES 29 con un MTBF de 17,29 días, CBES 28 con un MTBF de 17,24 días y CBES 16 con un MTBF de 16,87 días, estos datos muestran que en promedio estos pozos tienen una probabilidad de presentar una falla cada 2 semanas y media y se convierten un ejemplo debido que al implementar las practicas que siguen estos pozos se pueden disminuir las paradas en otros pozos.

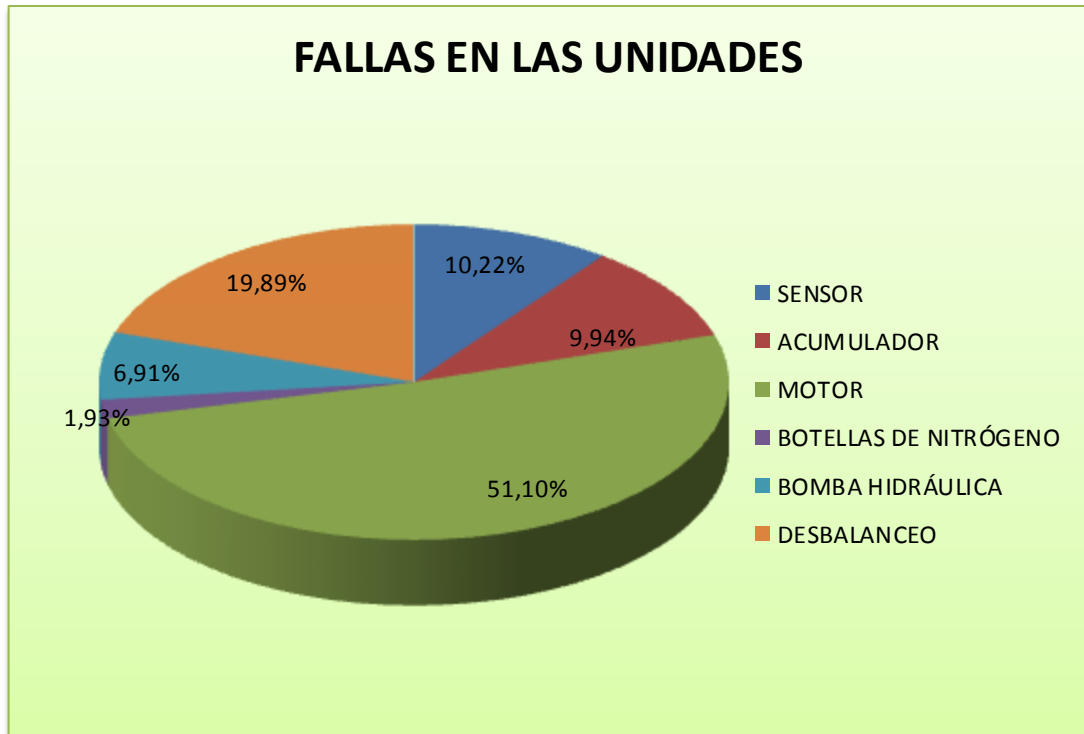
Para continuar con el análisis causa raíz (ACR), se procede a clasificar los pozos teniendo en cuenta que cuando la unidad falla esta lo hace debido a diferentes partes de la misma.

**4.5.1 Clasificación de los pozos.** Con el objetivo de realizar un análisis minucioso, se optó por agrupar los pozos según el problema en el cual son reiterativos, para el caso de las unidades se formaron los grupos teniendo en cuenta la parte de la unidad la cual ha presentado falla, a continuación se muestran los grupos de pozos.

- Falla en el sensor de recorrido.
- Falla en el acumulador.
- Falla en el motor.
- Falla en las botellas de nitrógeno.
- Falla en la bomba hidráulica.
- Desbalanceo de la unidad.

En el siguiente grafico muestra cuál de estos grupos de fallas es más reiterativo para poder visualizar cuál de estos grupos tiene un impacto económico más fuerte y poder enfrentarlo de la mejor manera para poder disminuir las pérdidas económicas que generan las fallas en las unidades.

**Figura 20. Grafico de porcentajes de fallas en las unidades VSH 2.**



Fuente: Los autores

Estos tipos de problemas son los más comúnmente presentados en las unidades VSH 2 ocasionados debido a fallas en partes de la unidad.

La organización de los pozos se efectuó de la siguiente forma:

**4.5.1.1 Pozos con falla en el sensor.** En este grupo se encuentran 11 de los 14 pozos en los que se realizó el estudio, las fallas en el sensor son un 10,22% de las fallas unidades, durante el tiempo de análisis se presentaron 39 fallas de este tipo.

La función del sensor consiste en verificar que la longitud de la carrera de la unidad sea la deseada, teniendo en cuenta que una de las ventajas de la unidad es poder modificar la longitud de la carrera sin desmontar la unidad por lo tanto cuando la carrera no llega al nivel deseado él lo reporta. Usualmente la falla de

este consiste en el apagado del mismo o en que no registre ni el nivel máximo ni mínimo de la carrera.

- **CBES 1:** En el año 2012 presento 4 fallas debido al sensor y 8 en el periodo 2013 para un total de 12 paradas las cuales representan un 30,77% de las fallas por sensor siendo el pozo que más presenta fallas de este tipo.
- **CBES 2:** Este pozo presento un total de 3 fallas durante el periodo de estudio las cuales en su totalidad se presentaron en el año 2013 y son un 7,7% de este tipo de fallas.
- **CBES 4:** Al igual que el pozo CBES 2 presento solamente 3 fallas durante el tiempo de análisis, convirtiéndolo en el segundo pozo que presenta esta cantidad de fallas, pero a diferencia de este presento todas las fallas en el periodo 2012.
- **CBES 13:** Este pozo solo presento una falla durante el estudio y fue en el año 2012 y representa un 2,56% de las fallas por sensor, lo cual muestra que no es un pozo crítico por falla en el sensor.
- **CBES 14:** Durante el periodo de estudio presento 3 fallas las cuales se presentaron en el año 2013 del mismo que el pozo CBES 2 convirtiéndose en el tercer pozo que presenta 3 fallas por sensor.
- **CBES 16:** Presento dos fallas en total durante el periodo de estudio y representa un 5,13% de las fallas por sensor. Este pozo presento las dos fallas en el año 2013 lo que da un indicio de que las fallas se pueden producir debido al tiempo de trabajo de las unidades.

- **CBES 18:** Es el segundo pozo con un porcentaje de 5,13% con dos fallas presentadas durante el análisis, estas se presentaron en el periodo 2012 al contrario del pozo CBES 16 el cual las presento en el periodo 2013.
- **CBES 24:** Durante el año 2012 no presentó ninguna falla mientras que en el periodo 2013 presento 4 fallas debido al sensor las cuales representan el 10,26% de las fallas de este tipo. Es el tercer pozo con más fallas de este tipo.
- **CBES 26:** En total este pozo presento 7 fallas por sensor las cuales representan un 17,95% de las fallas de este tipo, siendo el segundo pozo con más fallas debido al sensor. De las 7 paradas 5 se presentaron en el periodo de 2012 y 2 restantes en el periodo 2013.
- **CBES 27:** Solamente presento una falla debido al sensor lo que lo descarta como pozo critico por fallas de este tipo, la falla se presentó en el periodo 2012.
- **CBES 29:** Siendo este uno de los pozos que solo se analizó en el periodo 2013 era de esperar un poco cantidad de fallas, para el saco especifico de la falla por sensor solamente presento una.

## **CAUSA RAIZ DE LA FALLA**

La causas de falla en el sensor son principalmente dos la primera consiste en lo siguiente debido a que el sensor funciona con una batería a veces esta se descarga y el sensor deja de funcionar correctamente. La segunda se debe a que al movimiento repetitivo y fuerte de la unidad hace que este se desajuste y se suelte de la unidad, por lo tanto no registra ni el máximo ni el mínimo de la carrera lo que ocasiona paradas innecesarias de la unidad. Por lo tanto se puede deducir que la causa raíz es una falta de revisión periódica del sensor de la unidad.

## RECOMENDACIÓN

Dado que la causa de falla del sensor no se encuentra en su funcionamiento sino en agentes externos como la batería o el desajuste del mismo, la recomendación que ofrece este proyecto es la revisión periódica de la carga de la batería y de cómo está ajustado el sensor para así evitar que el sensor falle debido a detalles minuciosos como la descarga de la batería o el desajuste del sensor.

Por otro lado un chequeo al sensor por parte de los funcionarios de la empresa no tiene ningún costo, pero una parada debido a la falla del sensor representa pérdidas económicas para la compañía.

**4.5.1.2 Pozos con falla en el acumulador.** A este grupo pertenecen 8 de los 14 pozos estudiados, las fallas en el acumulador representan un 9,94% de las fallas en la unidad. Durante el periodo de estudio se presentaron 38 fallas debido al acumulador de las cuales se presentaron 5 en el año 2012 y 33 en el periodo 2013.

Las fallas se dividen usualmente en dos que son una pérdida de presión en el mismo y la otra es que el acumulador no se puede llenar. Si alguna de estas dos condiciones se presenta automáticamente la unidad se pone en alerta y según la severidad del problema la unidad podrá ser parada.

- **CBES 1:** En total este pozo presento 22 fallas las cuales representan un 57,89% de las fallas debido al acumulador, estas se presentaron en su totalidad en el periodo 2013, lo que indica que es un pozo crítico por falla en el acumulador.

- **CBES 2:** Este pozo presento una falla en el año 2012 y una en el 2013, estas fallas representan un 5,26% de las fallas por acumulador, lo cual es un buen indicio dado que presenta únicamente una falla por año.
- **CBES 13:** Es el segundo pozo que más presenta fallas de este tipo con 6 fallas durante el periodo de estudio , las cuales son un 15,79% de las fallas por acumulador, de las 6 paradas 2 se presentaron en el periodo 2012 y las 4 restantes en el periodo 2013.
- **CBES 14:** Únicamente presento una falla durante el periodo de estudio la cual se presentó en el año 2013, esta falla representa un 2,63% de las fallas de esta clase lo cual es un indicativo que no es un pozo crítico por fallas en el acumulador.
- **CBES 16:** Es el segundo pozo que presenta esta cantidad de fallas después del pozo CBES 2 pero a diferencia de este que presento una falla en cada año el pozo CBES 17 presento las dos fallas en el año 2013.
- **CBES 17:** Es el tercer pozo con fallas de este grupo con un total de 3 fallas, que representan un 15,79% de las tres fallas una se presentó en el periodo 2012 y las otras en el 2013.
- **CBES 26:** Es uno de los pozos con menos fallas de este tipo dado que presento una sola falla de este tipo en todo el tiempo de estudio y por lo tanto se puede descartar como un pozo crítico por falla del acumulador.
- **CBES 27:** Al igual que el pozo CBES 26 se pueden tomar como ejemplo debido a que presento igualmente una sola falla, aunque se descarta como pozo crítico, se le debe hacer un seguimiento al igual que el pozo CBES 26 para aumentar la eficiencia de trabajo de las unidades.

## **CAUSA RAIZ DE LA FALLA.**

Teniendo en cuenta que una de las fallas es la pérdida de presión en el acumulador esta se debe principalmente por fugas en el mismo, también a que en ocasiones el personal deja abierta la llave de drenaje del acumulador, otra causa puede ser la pérdida de nitrógeno o que los sellos del acumulador presenten fugas.

Por otra parte cuando la falla se trata de que no se puede llenar el acumulador existen dos causas para que se presente esta falla, la primera es que la presión del nitrógeno excede la presión de funcionamiento de la bomba y la segunda causa es que el paso de crudo a la bomba está cerrado.

Analizando las anteriores causas de falla se puede deducir que la raíz es una falta de revisión de los elementos de la unidad en este caso el acumulador.

## **RECOMENDACIÓN.**

Teniendo en cuenta las raíz de falla debe hacerse un seguimiento al funcionamiento del acumulador, debe capacitarse al personal que maneja las unidades VSH 2 con buenas prácticas como la revisión permanente del acumulador y específicamente con las fugas que esté presente y en dado que estas se presenten tomar las medidas correctivas necesarias para evitar una falla mayor la cual puede representar grandes pérdidas económicas para la compañía.

Dado que durante el periodo de estudio ninguno de los acumuladores analizados no presentaron fallas críticas no es necesario un cambio de cambio de acumuladores puesto que las fallas principalmente se presentan debido al incorrecto manejo por parte del personal a cargo.

**4.5.1.3 Pozos con falla en el motor.** A este grupo pertenecen todos los pozos que fueron analizados, el motor eléctrico es la parte que más falla de la unidad. Un 51,10% de las fallas en la unidad se deben a fallas en el motor, este porcentaje equivale a 183 paradas durante el periodo de estudio.

El motor es el encargado de darle potencia a la unidad para la carrera ascendente, el problema del motor radica en sus múltiples paradas las cuales algunas radican en apagones repentinos del mismo y otras veces las paradas se deben al aumento de temperatura del mismo.

- **CBES 1:** Este pozo ha presentado en total 10 paradas debido a mal funcionamiento del motor las cuales representan el 5,46% de las fallas por motor que ha presentado este estudio, el pozo CBES 1 presento 4 fallas de este tipo en el año 2012 y 6 en el año 2013 esto muestra que aproximadamente este pozo en el año 2012 presenta una parada debido al motor cada 3 meses y en el año 2013 cada una falla cada 2 meses.
- **CBES 2:** En su totalidad este pozo presento 22 fallas 10 de ellas en el año 2012 y 12 en el año 2013. Es el tercer pozo que más presenta fallas de esta clase, aproximadamente durante el periodo de estudio el pozo presento una falla mensual, estas 22 fallas representan un 12,02% de las fallas por motor.
- **CBES 4:** En el año 2012 este pozo presento una falla cada dos meses para un total de 6 fallas en este año, mientras que en el año 2013 únicamente presento una parada por motor. Estas 7 fallas representan el 3,83% de las fallas de este tipo.
- **CBES 7:** Este pozo en su totalidad presento 5 fallas y todas se presentaron en el año 2012, esto equivale a aproximadamente una falla cada 2 meses. Este pozo puede tomarse como ejemplo de buenas prácticas debido a que después

del último mantenimiento no ha presentado fallas en el motor. Estas 5 fallas equivalen al 2,73% de las fallas por motor.

- **CBES 13:** Es el segundo pozo que más presenta fallas de este tipo con 34 fallas que representan un 18,58% de las fallas de esta característica. En el año 2012 se presentaron 24 fallas lo que equivale un tiempo medio de falla por motor de 15 días, mientras que en el año 2013 se presentaron 10 lo que aproximadamente es una falla cada 2 meses.
- **CBES 14:** Este pozo presentó 10 fallas divididas de la siguiente manera 2 en el año 2012 y 8 en el periodo 2013 lo que da un tiempo medio de falla de 6 meses para el año 2012 y aproximadamente mes y medio para el periodo 2013. Estas 1<sup>o</sup> fallas representan un 5,46% de las fallas por motor.
- **CBES 16:** Este pozo presenta un 3,28% de las fallas por motor con 6 fallas, las cuales se distribuyen de la siguiente manera una en el periodo 2012 y 5 en el año 2013, en este último se presentó aproximadamente una falla cada dos meses.
- **CBES 17:** En su totalidad este pozo presentó 11 fallas que equivale al 6,01%, en el año 2012 se presentó solamente una falla y en el año 2013 se presentaron 10 por lo que para el este periodo el tiempo medio de falla es aproximadamente de 37 días.
- **CBES 18:** Es el pozo que más presenta fallas por motor con 41 parada durante el periodo de estudio que representa un 22,40% de las fallas de este tipo. En el año 2012 presentó 38 fallas lo que equivale aproximadamente a una falla cada 10 días mientras que en el periodo 2013 presentó una falla cada 4 meses.

- **CBES 24:** Este pozo presento 10 fallas durante el tiempo de análisis, este es uno de los pozos que se analizó durante un solo año, este pozo presento aproximadamente una falla mensual. Estas fallas son el 5,46% de las fallas por motor durante el periodo de estudio.
- **CBES 26:** En el año 2012 este pozo presento 12 fallas y en el periodo 2013 se presentaron 4 fallas para un total de 16 fallas durante el periodo de estudio. Estas 16 fallas representan un 8,74% de las fallas por motor.
- **CBES 27:** Este pozo presento 5 fallas que representan el 2,73% de las fallas de este tipo y se distribuyeron de la siguiente manera 2 en el periodo 2012 y 3 en el periodo 2013.
- **CBES 28:** Este pozo fue analizado únicamente en el año 2013 y presento 3 fallas durante el periodo de estudio, las cuales representan un 1,64% de las fallas por motor.
- **CBES 29:** Al igual que los pozos CBES 24 y CBES 28 únicamente se analizó en el año 2013. Este pozo presento 3 fallas aproximadamente una falla cada 4 meses por lo que se debe tener en cuenta para un posible seguimiento.

#### **CAUSA RAIZ DE LA FALLA.**

Las apagadas del motor se deben a las constantes fallas en el suministro eléctrico que presenta el campo Casabe Sur, como se tuvo de hipótesis desde el inicio de este proyecto la gran cantidad de fallas eléctricas del campo afecta directamente la eficiencia de las unidades, debido a que en las fallas eléctricas atacan directamente una parte vital de las unidades como lo es el motor.

Por otra parte el aumento de la temperatura del motor se debe a la falta de mantenimiento del mismo, como cambio de aceite, revisión de filtros y revisión del sistema de refrigeración del mismo.

### **RECOMENDACIÓN.**

Teniendo en cuenta que el cambio de motor tan recurrente no es viable económicamente, se debe aplicar el mantenimiento para motor eléctrico de unidad VSH 2 que consiste en lo siguiente:

- Se recomienda el cambio de aceite y de filtro cada seis meses, esto para evitar el desgaste de los elementos internos del motor.
- Realizar una buena limpieza a las conexiones y verificar el estado de las conexiones para así evitar fugas en el motor.
- Revisar que el equipo de refrigeración funcione correctamente para evitar altas temperaturas en el motor, y así evitar paradas de la unidad innecesarias.

**4.5.1.4 Pozos con fallas en las botellas de nitrógeno.** En este grupo se encuentran 5 de los 14 pozos de los que se analizaron, las fallas en las botellas de nitrógeno son las que poseen el menor porcentaje de las fallas en las unidades con un 1,93% que equivale a 6 fallas durante el periodo de estudio, aunque se presentan pocas fallas debido a las botellas de nitrógeno no se deben dejar de lado dado de que representan pérdidas económicas para la compañía.

Las fallas en las botellas de nitrógeno principalmente consisten en fugas en las mismas.

- **CBES 1:** Este pozo presento únicamente una falla la cual se registró en el año 2013, esta falla representa el 16,67% de las fallas por botellas de nitrógeno.
- **CBES 4:** Solamente presento una falla de este tipo en el año 2013 lo que muestra que las fallas se producen después de un tiempo determinado de trabajo.
- **CBES 13:** Es el único pozo que presenta 2 fallas debido a las botellas de nitrógeno estas fallas representan un 33,33% de las fallas de este tipo.
- **CBES 14:** Este pozo presento una sola falla de este tipo en el periodo 2013 lo cual da como resultado una falla cada dos años debido a botellas de nitrógeno para este pozo.
- **CBES 16:** De la misma manera que los pozos CBES 1, CBES 4 y CBES 14 solo presento una falla en el periodo 2013.

#### **CAUSA RAIZ DE LA FALLA.**

Debido a que las botellas solo fallan debido a fugas estas se deben a altas presiones en las mismas y una falta de buenas prácticas de mantenimiento de las botellas de nitrógeno.

#### **RECOMENDACIÓN.**

Aunque las fallas por botellas de nitrógeno no son críticas se debe diseñar un plan de mantenimiento de las botellas para poder revisarlas periódicamente y así evitar las pérdidas económicas que se generan debido a estas.

**4.5.1.5 Pozos con fallas en la bomba hidraulica.** En este grupo se encuentran 8 de los 14 pozos que fueron utilizados en el Análisis Causa Raíz, fallas de este tipo se presentaron 25 siendo el segundo tipo de falla que menos se presenta en las unidades, estas 25 intervenciones equivalen al 6,91% de las fallas de las unidades VSH 2.

Una de las fallas que presenta la bomba hidráulica es que no es capaz de llevar al pistón a la parte superior del recorrido, otra consiste en el aumento gradual del aceite hidráulico y por último se presentaron paradas debido al filtro de la bomba.

- **CBES 13:** Este pozo presento 5 fallas divididas de la siguiente forma 3 en el periodo 2012 y 2 en el periodo 2013, la mayoría de estas se debieron a problemas en el filtro de la bomba. Las 9 fallas equivalen al 20% de las fallas totales de esta característica.
- **CBES 14:** Este pozo presento solamente una falla y esta se presentó en el periodo 2013, la falla tuvo que ver con el aumento gradual de aceite hidráulico en la bomba.
- **CBES 16:** Al igual que el pozo CBES 14 presento una sola falla la única diferencia que es esta falla se debió a el filtro de la bomba.
- **CBES 17:** Es el pozo con más fallas de este tipo con 9 fallas por bomba que representan un 36% de las fallas de esta característica. Las fallas se presentaron en su totalidad en el periodo 2013.
- **CBES 18:** Al igual que el pozo CBES 13 este presento 5 fallas las cuales se presentaron en el periodo 2012, lo que equivale aproximadamente a una falla cada 2 meses en ese periodo de estudio.

- **CBES 24:** Siendo uno de los pozos que se analizó solamente durante el periodo 2013 presento 2 fallas y las dos tienen que ver con problemas en el filtro de la bomba hidráulica.
- **CBES 26:** Durante el tiempo de análisis solo presento una falla la cual equivale al 4% de las fallas por bomba hidráulica.
- **CBES 28:** Durante el periodo 2013 presento una falla, que consistió en el aumento de aceite hidráulico en la bomba.

#### **CAUSA RAIZ DE LA FALLA.**

Revisando las fallas que presenta la bomba hidráulica las causas de que la bomba no tenga la suficiente potencia para llevar el pisto a la parte superior del recorrido se debe a que la presión de la bomba no está correctamente ajustada, por otro lado el aumento de aceite hidráulico de debe probablemente a que la válvula de drenaje no se encuentra correctamente cerrada y finalmente los problemas en el filtro se debe a que en ocasiones no se utiliza el tamaño de filtro correcto.

#### **RECOMENDACIÓN.**

Capacitar al personal para hacer un mantenimiento periódico de la bomba, revisando partes como el filtro y las conexiones de la bomba.

Dentro del mantenimiento también incluir el cambio del filtro hidráulico cada seis meses y tomar muestras de aceite hidráulico al menos una vez al año para realizar pruebas de integridad.

**4.5.1.6 Pozos con desbalanceo de la unidad.** Durante el periodo de estudio se presentaron se presentaron 70 fallas de esta índole que equivalen al 19,89% de

las fallas en las unidades. Todos los pozos sometidos al análisis presentaron al menos una falla de este tipo.

El desbalanceo de la unidad consiste en la alteración de la presión dado que la presión ascendente debe ser igual a la presión descendente de este modo se presentan los siguientes casos:

- La presión ascendente es mayor que la descendente.
  - La presión descendente es mayor que la ascendente.
- 
- **CBES 1:** Presento 5 fallas de este tipo que se distribuyeron de la siguiente forma: 2 en el periodo 2012 y 3 en el año 2013. Las 5 fallas son el 7,14% de las fallas de este tipo.
  - **CBES 2:** Este pozo presento 4 fallas de esta índole, las cuales se presentaron en su totalidad en el periodo 2013 por lo tanto presenta un tiempo medio de falla en el año 2013 de una falla cada 3 meses.
  - **CBES 4:** Es uno de los pozos con menos fallas de este tipo, durante el periodo de estudio solo presento una intervención debido a desbalanceo de la unidad, lo que lo descarta como un pozo critico debido a desbalanceo de la unidad.
  - **CBES 7:** Presento 4 fallas durante el periodo de estudio las cuales representan el 5,71% de las fallas de este tipo, la totalidad de estas fallas se presentaron en el año 2012.
  - **CBES 13:** Es el pozo con más intervenciones por desbalanceo con 19 las cuales se presentaron 15 en el año 2012 y 4 en el periodo 2013. Estas 19 intervenciones equivalen al 27,14% de las fallas de esta índole.

- **CBES 14:** En el año 2012 únicamente presento una intervención por desbalanceo de la unidad, mientras que en el año 2013 presento 6 intervenciones debido a desbalanceo.
- **CBES 16:** En el año 2012 fue intervenido 3 veces debido a desbalanceo de la unidad pero luego del último mantenimiento correctivo no volvió a presentar fallas de este tipo.
- **CBES 17:** Al igual que el pozo CBES 14 presento 6 fallas en el periodo 2013 y solamente una en el año 2012 lo que sugiere un seguimiento de estas unidades debido al incremento de fallas de un periodo a otro.
- **CBES 18:** En el año 2012 presento aproximadamente una falla cada 4 meses mientras que en el año 2013 redujo las intervenciones a 2 en el año para un total de 5 fallas durante el periodo de estudio.
- **CBES 24:** En el periodo de estudio de este pozo el cual solo fue el año 2013 presento 4 intervenciones por desbalanceo de la unidad, estas fallas equivalen al 4,29 % de las fallas de este tipo.
- **CBES 26:** Es otro de los pozos que presentaron menos intervenciones por desbalanceo y fueron analizados durante los dos años. Presento 3 fallas durante los dos años de estudio en los que fue analizado.
- **CBES 27:** Este pozo presento 2 fallas en el año 2012 y 2 en el periodo 2013 por lo que su tiempo medio de falla en los años 2012 y 2013 es igual a una falla cada 6 meses.

- **CBES 28:** Fue analizado solamente en el periodo 2013 en el que presento 3 intervenciones por desbalanceo, lo que sugiere un seguimiento en esta unidad debido a que solo se analizó durante un año.
- **CBES 29:** De los pozos que fueron estudiados solamente un año este fue el que menos presento fallas por desbalanceo de la unidad, durante el tiempo de análisis únicamente presento una falla.

### **CAUSA RAIZ DE LA FALLA.**

La causa del desbalanceo es la gran cantidad de fallas en el suministro eléctrico que presenta el campo, debido a que al fallar el suministro de energía el motor se para dejando de brindar potencia a la unidad por lo tanto la unidad trata de seguir con el trabajo sin la potencia necesaria lo que la descompensa causando así el desbalance de la unidad.

Otras causas del desbalanceo son las fugas botellas de nitrógeno o un exceso de presión en ellas.

### **RECOMENDACIÓN.**

Para casos específicos en los que se requiera seguir con el funcionamiento de la unidad se pueden tomar algunas medidas correctivas las cuales son:

- La presión ascendente es mayor que la descendente.  
Cuando se presenta este caso se pueden tomar las siguientes medidas correctivas:
  - ✓ Agregar nitrógeno a las botellas.
  - ✓ Agregar aceite en el acumulador.

- La presión descendente es mayor que la ascendente.

Para este caso se puede hacer lo siguiente:

- ✓ Drenar aceite del acumulador, teniendo en cuenta no drenar demasiado.
- ✓ Reducir la presión de nitrógeno del acumulador.

Como medida preventiva del desbalanceo de la unidad se puede seguir el mantenimiento que sugiere el fabricante de estas unidades el cual puede prevenir todas las fallas de las partes de la unidad.

## 5. ANALISIS FINANCIERO DE CADA POZO

En este capítulo se hará un estudio económico de la viabilidad de las recomendaciones de cada pozo arrojadas en el anterior capítulo ACR, las cuales en forma general son mantenimiento tanto en la unidad como en las fuentes eléctricas.

La viabilidad de la implementación de las recomendaciones ofrecidas mediante este trabajo se evaluará comparándola con las pérdidas económicas que generaron las paradas debido a las unidades hidráulicas en el campo Casabe Sur.

Para esto se tendrá en cuenta el precio del barril promedio de los periodos de estudio, las regalías, la producción promedio de cada pozo, el tiempo de parada de cada pozo, la cantidad de fallas en las unidades, costos de mantenimiento de la unidad y de la fuente eléctrica y finalmente el costo de mano de obra para la reparación de cada falla.

Los periodos de estudio para este capítulo son el año 2012 y 2013, el cual fue realizado a 14 pozos los cuales presentan fallas en las unidades, no se tuvieron en cuenta los costos de inversión inicial debido que estos pozos ya llevan 2 años con este sistema de levantamiento artificial.

Es muy importante para este análisis conocer el tiempo de parada de cada pozo ya que se puede hacer un estimado de las pérdidas económicas que sufrió el campo debido a estas fallas.

Como se describió en el capítulo anterior las principales fallas presentadas en las unidades son: en el sensor, acumulador, desbalanceo, botellas de nitrógeno, bomba hidráulica.

Para cada pozo se tuvo en cuenta los costos de mantenimiento de la unidad VSH 2 es de \$US 4000 en el año el cual comprende:

- Cambiar el filtro de la bomba hidráulica cada 5 meses.
- Revisar visual y periódicamente todas las conexiones tuercas y tornillos.
- Revisar que el nivel de aceite este en la mitad del indicador cuando la unidad esté operando.
- El aceite hidráulico deberá ser analizado una vez por año para ver el estado del aceite y deberá ser filtrado si es posible.
- Lubricar el motor cada 150 días.
- Revisar mensualmente el aceite del variador de velocidad.
- Cambiar el aceite del variador de velocidad cada 90 días.

A continuación se muestran los datos de costos que se utilizaron para el análisis económico:

**Tabla 11. Costos.**

DATOS	VALOR	UNIDADES
PRECIO DEL BARRIL	100	US\$/BBL
LIFTING COST DE LOS FLUIDOS	14,7	US\$/BFPD
MANTENIMIENTO UNIDADES	4000	US\$/año
MANTENIMIENTO DE LA RED ELECTRICA	2042	US\$/año
MANO DE OBRA	223	US\$/falla

Fuente: Los autores.

A continuación se muestra los datos de producción de líquido y de aceite de cada pozo y la cantidad de fallas en las unidades de cada uno.

**Tabla 12. Producción y número de fallas de cada pozo.**

<b>POZO</b>	<b>BFPD</b>	<b>BOPD</b>	<b>No FALLAS EN LAS UNIDADES</b>
<b>CBES 1</b>	321	254	50
<b>CBES 2</b>	214	67	31
<b>CBES 4</b>	52	47	12
<b>CBES 7</b>	56	51	9
<b>CBES 13</b>	281	220	67
<b>CBES 14</b>	407	321	25
<b>CBES 16</b>	498	406	15
<b>CBES 17</b>	464	168	30
<b>CBES 18</b>	115	103	53
<b>CBES 24</b>	384	352	20
<b>CBES 26</b>	291	180	28
<b>CBES 27</b>	265	188	11
<b>CBES 28</b>	367	324	7
<b>CBES 29</b>	233	202	4

Fuente: Los autores.

Como se mencionó anteriormente se calcularán las pérdidas debido a las paradas las cuales son iguales a la producción que se perdió debido a la falla que en términos de dinero equivale a la producción por el precio del crudo elegido para el análisis y por supuesto descontando las regalías y los costos de levantamiento. Adicionalmente se tendrá en cuenta el número de fallas y el costo de mano de obra para reparar cada una de ellas.

Lo anterior se comparara con la recomendación que ofrecemos que es la siguiente:

**PROPUESTA:** Mantenimiento de las unidades hidráulicas del sistema de bombeo mecanico más un mantenimiento de la red eléctrica.

### 5.1 POZO CBES 1

Para empezar el análisis se tendrá en cuenta lo siguiente el costo de la falla será igual a la siguiente ecuación:

$$COSTO DE LA FALLA = RENTABILIDAD PERDIDA + REPARACION DE LAS FALLAS$$

A su vez la rentabilidad perdida es equivalente a:

$$RENTABILIDAD PERDIDA = INGRESOS - EGRESOS$$

Teniendo en cuenta que la rentabilidad perdida los ingresos son igual a:

$$INGRESOS = (Tp)(Pc)(Q)(1 - R)$$

Donde:

*Tp*: Tiempo de parada (Días).

*Pc*: Precio del crudo (US\$/BBL)

*Q*: Caudal de producción (BBL/Día)

*R*: Regalías (Fracción).

Y los egresos a:

$$EGRESOS = Lc * Q$$

Lc: Costo de levantamiento (US\$/BBL)

Q: Caudal de líquido. (BBL/Día)

Por otro lado el costo de reparación de la falla es igual a:

$$REPARACION DE LAS FALLAS = N^{\circ} DE FALLAS * COSTO DE REPARACION$$

Teniendo en cuenta lo anterior compararemos el valor de la rentabilidad perdida será comparado con el precio del mantenimiento del pozo, el cual incluye el mantenimiento de las redes eléctricas y de las unidades para cada pozo.

**Tabla 13. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 1.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 1	4	81280,0	18874,8	62405,2	11125

Fuente: Los autores.

**Tabla 14. Comparación entre el costo de falla y el costo del mantenimiento del pozo CBES 1.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO. RED ELECTRICA+ UNIDAD. (US\$)
73530,20	12084,50

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta 4 días de parada el cual representa el 7,84% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimiento es menor que el total de pérdidas por fallas por lo tanto la empresa está dejando de ganar US \$.61445,7.

## 5.2 POZO CBES 2.

**Tabla 15. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 2.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 2	1	5324,1	3151,5	2172,6	6897,5

Fuente: Los autores.

**Tabla 16. Comparación entre el costo de falla y el costo del mantenimiento del pozo CBES 2.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO. RED ELECTRICA+ UNIDAD. (US\$)
9070,1	12084,5

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 1,96 % del tiempo de parada total en las unidades, el cual equivale a un día de parada. Como se puede observar el costo de mantenimiento es mayor que el costo de la falla. El mantenimiento excede al costo de la falla en US \$ 3014,4, pero teniendo en cuenta que este pozo no presenta gran cantidad de

fallas se podría plantear solo el mantenimiento de la unidad y así el costo de mantenimiento se reducirá en US \$ 4080 de este modo se tendría un ahorro de US\$ 1000 y se evitaría la probabilidad de más fallas.

### 5.3 POZO CBES 4.

**Tabla 17. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 4.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 4	3	9408,0	1924,2	7483,8	2670

Fuente: Los autores.

**Tabla 18. Comparación entre costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 4.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
10153,8	12084,5

Fuente: Los autores

Este pozo presenta el 5,88% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar al igual que el pozo CBES 2 el costo de mantenimiento es mayor que el costo de la falla en US \$ 1930,7. Por lo tanto al tomar la misma decisión que en el pozo CBES 2 se tendría un ahorro aproximado de US \$ 2070.

#### 5.4 POZO CBES 7.

**Tabla 19. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 7.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 7	5	18187,8	3721,7	14466,2	2002,5

Fuente: Los autores.

**Tabla 20. Comparación entre el costo de falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 7.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
16468,7	12084,5

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 9,80% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando por lo tanto implementando el mantenimiento se tendrá un ahorro de US \$ 4384,2.

## 5.5 POZO CBES 13.

**Tabla 21. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 13.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 13	6	105520,0	24772,4	80747,6	14907,5

Fuente: Los autores.

**Tabla 22. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 13.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
95655,1	12084,5

Fuente: Los autores.

En este pozo el costo de mantenimiento supera al costo de la falla en US \$ 83570,6 debido a que presenta el 11,76% del tiempo de parada total en las unidades, este pozo presento 67 fallas en las unidades durante el periodo de estudio.

## 5.6 POZO CBES 14.

**Tabla 23. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 14.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 14	6	141194,9	32889,4	108305,5	5562,5

Fuente: Los autores.

**Tabla 24. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 14.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
113868,0	12084,5

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 11,76% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando un ahorro del US \$ 101783,5.

## 5.7 POZO CBES 16.

**Tabla 25. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 16.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 16	3	81240,0	18292,5	62947,5	3337,5

Fuente: Los autores.

**Tabla 26. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 16.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
66285,0	12084,5

Fuente: Los autores.

Debido a las fallas este pozo está dejando de recibir US \$ 54200,5. Este pozo presenta el 5,88% del tiempo de parada total en las unidades.

## 5.8 POZO CBES 17.

**Tabla 27. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 17.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 17	7	94353,2	47743,1	46610,1	6675

Fuente: Los autores.

**Tabla 28. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 17.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
53285,1	12084,5

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 13,73% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando un ahorro de US \$41200,6.

## 5.9 POZO CBES 18.

**Tabla 29. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 18.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 18	4	32842,7	6744,4	26098,3	11792,5

Fuente: Los autores.

**Tabla 30. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 18.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
26098,3	12084,5

Fuente: Los autores.

Con 53 fallas en las unidades este pozo presenta el 7,84% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando un ahorro de US \$14013,8.

### 5.10 POZO CBES 24.

**Tabla 31. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 24.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 24	4	112755,7	22606,7	90149,0	4450

Fuente: Los autores.

**Tabla 32. Comparación entre el costo de la falla y el costo de mantenimiento del pozo CBES 24.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
94599,0	6042,3

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 7,84% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando un ahorro del US \$ 85556,8. El costo de mantenimiento es más bajo comparándolo con los otros pozos debido a que este solo se analizó durante un año.

### 5.11 POZO CBES 26.

**Tabla 33. Rentabilidad perdida y costo de reparaciones las fallas del pozo CBES 26.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 26	4	57609,4	17109,1	40500,3	6230

Fuente: Los autores.

**Tabla 34. Comparación entre el costo de la falla y el mantenimiento del pozo CBES 26.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
46730,3	12084,5

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 7,84% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando un ahorro del US \$34645,8.

## 5.12 POZO CBES 27.

**Tabla 35. Rentabilidad perdida y costo de la reparación de las fallas del pozo CBES 27.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 27	2	22532,0	5849,9	16682,1	2447,5

Fuente: Los autores

**Tabla 36. Comparación entre el costo de la falla y el mantenimiento del pozo CBES 27.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
19129,6	12084,5

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 3,92% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando un ahorro del US \$ 7045,1.

### 5.13 POZO CBES 28.

**Tabla 37. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 28.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 28	1	12958,7	2696,5	10262,2	1557,5

Fuente: Los autores.

**Tabla 38. Comparación entre costo de falla y mantenimiento del pozo CBES 28.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
11819,7	6042,3

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 1,96% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando un ahorro de US \$ 5777,5. El costo de mantenimiento es más bajo debido a que este pozo se analizó solo en el periodo 2013.

#### 5.14 POZO CBES 29.

**Tabla 39. Rentabilidad perdida y costo de reparación de las fallas del pozo CBES 29.**

POZO	TIEMPO DE PARADA (Días)	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)	RENTABILIDAD PERDIDA (US\$)	COSTO DE REPARACION (US\$)
CBES 29	1	8090,3	1710,9	6379,4	890

Fuente: Los autores.

**Tabla 40. Comparación entre costo de falla y costo de mantenimiento del pozo CBES 29.**

COSTO DE LA FALLA (US\$)	COSTO DE MANTENIMIENTOS. RED ELECTRICA+ UNIDAD.(US\$)
7269,4	6042,3

Fuente: Los autores.

Este pozo presenta el 1,96% del tiempo de parada total en las unidades, como se puede observar el costo de mantenimientos es menor que el total de pérdidas por fallas evitando un ahorro de US \$ 1277,2. El costo de mantenimiento se reduce debido a que este pozo únicamente en el periodo 2013.

## 6. CONCLUSIONES

- Herramientas como la metodología Análisis Causa Raíz, puestas en marcha en situaciones que se ajusten a su rango de aplicación, son útiles para identificar las causas que generan fallas repetitivas dar soluciones de acuerdo a dichas causas.
- La continuidad de la aplicación de la metodología ACR es necesaria, debido a que esta permite el monitoreo constante de los pozos estudiados, en búsqueda de una disminución continua de las fallas.
- El problema más presentado en los pozos analizados es la falla en el motor de la unidad, lo que muestra que se puede presentar por el deficiente suministro de energía eléctrica que tiene el campo Casabe Sur, el cual ha disminuido significativamente la eficiencia de las unidades.
- La medida correctiva implementada debe ir de la mano con un seguimiento, para poder analizar si la solución es la más efectiva, debido a que si esta no es la adecuada se puede provocar un tipo de falla más severa.
- Un adecuado plan de mantenimiento preventivo para las unidades hidráulicas del sistema de bombeo mecánico disminuirá notablemente la cantidad de paradas que presenta en el momento el campo Casabe Sur y consecuencia reducirá las pérdidas económicas debido a estas intervenciones.
- Al no crear un plan de mantenimiento para las unidades el campo dejó de recibir US \$ 492906 durante los años 2012 y 2013, lo cual es una gran cantidad de dinero que está perdiendo la empresa debido a un seguimiento no adecuado de las unidades.

## 7. RECOMENDACIONES

- Implementar la metodología ACR para reconocer el origen de las fallas que presenten los pozos de cualquier sistema de levantamiento artificial en todos los campos de Colombia.
- Realizar análisis financiero para todos los pozos que presenten tanto sistema de levantamiento de bombeo mecánico con accionamiento hidráulico como cualquier tipo de sistema de levantamiento artificial para estar seguros que los procedimientos que se realicen son rentables.
- Diseñar un plan de mantenimiento preventivo para cada una de las partes de la unidad hidráulica, teniendo en cuenta las recomendaciones que arroja el Análisis Causa Raíz, para así reducir las fallas en cada una de estas partes.
- Realizar el mantenimiento de los equipos que se utilizan en los campos petroleros para que estos trabajen con la mayor eficiencia posible para alcanzar el objetivo deseado.
- Hacer un estudio detallado de las fallas que se presentan en todos los pozos del campo para conocer cuáles son las principales causas estas y así realizar una acción correctiva.
- Seguir implementando la metodología análisis causa raíz, para así poder hacer un seguimiento en las fallas presentes y poder disminuirlas al máximo para la optimización del campo Casabe Sur.

## BIBLIOGRAFIA

- ALTHAMAN, Carolina .El análisis causa raíz como herramienta en la mejora de la confiabilidad.
- AMAYA, Mauro. AMAYA, Raúl. CASTAÑO, Héctor. LOZANO, Eduardo. RUEDA, Carlos F. Ecopetrol SA. Bogotá, Colombia. ELPHICK, Jon Cambridge, Inglaterra. “Casabe: revitalización de un campo maduro” traducción del artículo publicado en ingles en Oilfield Review Primavera de 2010: 22 No 1. 14 pág. Copyright, Schlumberger 2010.
- AREVALO, Heider. 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. Bucaramanga, 2005, trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.
- CASTRO GARCIA, Rubén Hernán. GORDILLO LOCARNO, Gustavo Mauricio. “Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del valle medio del magdalena”. Universidad de América, pág. 11.
- GIL GODOY, Brayam Leonardo. MOLINA ANAVE, Luis Carlos. “Evaluación técnica y financiera de las operaciones rigless con wireline de registros y cañoneo en el campo casabe de Ecopetrol S.A”. Bucaramanga, 2013, 142 pág. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas).
- GOMEZ CASTILLO, Luis Antonio.”Propuesta técnico-económica para la

eliminación de “quemadas” de gas natural, mediante la recolección, tratamiento y manejo del gas natural asociado a la producción de los Campos Casabe y Casabe Sur de la Superintendencia de operaciones del río SOR-GMR Ecopetrol S.A. Bucaramanga, 2011. Pág. 100. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

- HERNANDEZ, Jaime A, QUINTERO, Jhon A. “Aplicación de la metodología análisis causa-raíz (acr) para la reducción de fallas en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en pozos críticos del campo la cira-infantas”. Bucaramanga, 2007, 199 p. Trabajo de Grado (Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.
- Ing. LINARES, OMAR .Análisis causa raíz una herramienta invaluable para el diagnóstico de fallas.
- MACHETE, Eliana Y. “Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 utilizados en el campo caño limón”. Bucaramanga, 2007, 195 p. Trabajo de Grado (Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.
- MAYORGA HUERFANO, Diana Lorena. “Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en la tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el campo casabe”. Bucaramanga, 2011, 129 pág. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas).
- RODRIGUEZ, Milton. “Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el campo casabe”. Bucaramanga, 2005, 82 pág.

Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas).

- SCO, METODOLOGIA DE ANALISIS CAUSA RAIZ.
- UNIDADES HIDRAULICAS DE BOMBEO MECÁNICO SERINPET LTDA