



**OPTIMIZACION DEL RUN LIFE DE LOS POZOS CON SLA PCP
CRÍTICOS DE LOS CAMPOS DINA TERCIARIOS Y SANTA CLARA DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA, ECOPETROL S.A.
MEDIANTE LA METODOLOGIA RCA**

**IVAN CAMILO MORENO PORTILLA
BRAYAN ANDRES PULIDO CALDERON**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA
2014**

**OPTIMIZACION DEL RUN LIFE DE LOS POZOS CON SLA PCP CRÍTICOS DE
LOS CAMPOS DINA TERCIARIOS Y SANTA CLARA DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA, ECOPETROL S.A.
MEDIANTE LA METODOLOGIA RCA**

**IVAN CAMILO MORENO PORTILLA
BRAYAN ANDRES PULIDO CALDERON**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

**Director:
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de Petróleos
Docente Universidad Surcolombiana**

**Codirector:
MARIO MOLANO TRUJILLO
Ingeniero de Petróleos
Ingeniero de Producción Ecopetrol S.A.**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA**

2014

Nota de Aceptación

Dando Regifo T.
Presidente del Jurado

Asistancia de los Asistentes
Jurado

[Signature]
Jurado

Neiva, 18 Junio de 2014

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y con ella regalos como la perseverancia y sabiduría para poder llevar a cabo mis metas e iluminarme siempre en el sendero de mi vida, a mi familia, por su apoyo incondicional en todas las etapas de la carrera, a la mujer que más quiero y a la que considero un ejemplo para todas las mujeres, mi madre Liliana Portilla Caicedo, por ese gran amor incondicional y el apoyo que siempre me brinda. A mi hermana Estefanía Moreno; tíos, tías y abuelitos, Segundo Portilla, María del Carmen Caicedo y Guillermo Moreno.

Como dejar atrás a mis amigos con quienes compartí todos aquellos momentos felices de Universidad, como Wilson Benavides, Pedro Alexander Esquivel y José Jonathan Gómez muchas gracias por su apoyo incondicional y por brindarme una bonita amistad.

IVAN CAMILO MORENO PORTILLA

Detrás de cada rayo de luz por más pequeño que sea, hay un gran túnel oscuro y vacío. Detrás de cada logro, hay otro desafío. Si extrañas lo que hacías, vuelve a hacerlo. Si te cierran esa puerta, mira una ventana, no te detengas en el primer NO que encuentres en tu camino de vida, Sigue aunque todos esperen que abandones....

Principalmente agradecer a Dios, por derramar bendiciones sobre mi cada mañana y mantenerme en pie para cumplir mis objetivos, A mi madre Amparo Pulido Calderón, a quien la distancia nos separa como familia pero por quien me levanto pensando cada día y reafirmo cada paso que doy. Por su esperanza, por su sabiduría correctiva de la vida basada en espejos y experiencias, por su silenciosa pero invencible fuerza interna que me llevó al comienzo de este nuevo camino.

A Laura Fernanda Polo por su amor incondicional, apoyo, compañía, paciencia y por su vehemencia en momentos de decline y cansancio. Por quien hoy debo darle gracias por ayudarme a ser mejor persona que ayer.

“Si oyes una voz dentro de ti diciéndote 'no puedes, no lo lograras, esfuérzate!', faltaría más..., y la voz se callará”.

BRAYAN ANDRÉS PULIDO CALDERÓN

AGRADECIMIENTOS

- A ECOPETROL S.A. por permitirme desarrollar este proyecto en sus instalaciones, bajo la supervisión y constante apoyo de brillantes ingenieros.
- A MARIO MOLANO TRUJILLO, Ingeniero de Producción líder en PCP de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima Ecopetrol S.A. codirector de este proyecto, por toda su ayuda e incondicional apoyo para llevar a cabo todos los objetivos propuestos y su compromiso para el desarrollo de este proyecto.
- A ERVIN ARANDA ARANDA, Ingeniero de Petróleos, profesor de la Universidad Surcolombiana; director de este proyecto por su tiempo, apoyo y colaboración. Sin olvidar su excelente labor de docente al permitirnos desarrollar un pensamiento más lógico en campo como en clases.
- A DANIELA RENGIFO, Ingeniera de Petróleos de TDA SUPPLY SERVICE por su constante apoyo, su inmensa paciencia y disposición para dirigirnos y enseñarnos lo necesario para desarrollar este proyecto.
- A todo el equipo de confiabilidad y mesa de trabajo de RCA del campo DINA TERCIARIOS, por su colaboración en la culminación de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
GLOSARIO	12
RESUMEN	14
ANTECEDENTES	16
INTRODUCCION	17
1. GENERALIDADES	19
1.1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP	19
1.2. COMPARACION DE EFICIENCIA DEL PCP FRENTE A OTROS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	19
1.3. ASPECTOS TEORICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADESPROGRESIVAS (PCP)	20
1.4. PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES DEL SISTEMA PCP	22
1.5. EVIDENCIAS DE FALLA	22
2. RECOPIACIÓN Y SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	26
2.1. REPORTES DE EVENTOS DE FALLAS	30
2.2. RESUMEN DE EVENTOS DEL POZO DT 102	31
3. ANALISIS DEL PROBLEMA	38
3.1. ANALISIS DE FALLAS EN DINA TERCIARIOS PARA EL AÑO 2010	40
3.2. ANALISIS DE FALLAS EN DINA TERCIARIOS PARA EL AÑO 2011	41
3.3. ANALISIS DE FALLAS EN DINA TERCIARIOS PARA EL AÑO 2012	42
3.4 ANALISIS DE FALLAS EN DINA TERCIARIOS PARA EL AÑO 2013	43

3.5 CLASIFICACION DE LAS FALLAS	45
4. JERARQUIZACION DE PROBLEMAS	46
4.1 MATRIZ DE VALORACION DE RIESGOS (RAM)	48
4.1.1. FALLAS CON IMPACTO N O L.	49
4.1.2. FALLAS CON IMPACTO M O MAYOR	49
4.2 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE FALLAS EN MANTENIMIENTO	51
4.2.1. MÉTODO CUANTITATIVO PARA EL ANÁLISIS DE FALLA	51
4.2.2 ANALISIS DE PARETO	51
4.3 MÉTODO CUALITATIVO PARA EL ANÁLISIS DE FALLA	52
4.3.1 ANÁLISIS CUALITATIVO POZO DT 102	53
4.3.2. VALIDACION DE LAS HIPOTESIS	53
5. ANALISIS DE CAUSA-EFECTO MEDIANTE LA HERRAMIENTA ARBOL LOGICO DE FALLAS	59
5.1 REALIZACION DEL ARBOL LOGICO DE FALLAS	59
5.2 CAUSAS LATENTES ENCONTRADAS	64
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS RCA	65
6.1CONCLUSIONES	65
6.2 RECOMENDACIONES	67
BIBLIOGRAFIA	69
ANEXOS	70

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Problemas operacionales en el equipo de superficie	22
Tabla 2. Baja producción con velocidad y torque normales	23
Tabla 3. Producción intermitente con velocidad y torque normales	23
Tabla 4. Producción intermitente con velocidad normal y torque alto.	23
Tabla 5. Baja producción con muy baja velocidad y torque alto	24
Tabla 6. Producción intermitente con velocidad normal y torque bajo	24
Tabla 7. Baja producción con velocidad normal y torque bajo.	25
Tabla 8. Pozos con SLA PCP en Santa Clara. Diciembre 2013	29
Tabla 9. Pozos con SLA PCP en Dina Terciarios. Diciembre 2013	29
Tabla 10. Duración de los equipos de fondo en Dina Terciarios (2011)	38
Tabla 11. Duración de equipos de superficie en Dina Terciarios (2011)	39
Tabla 12. Costos por intervenciones a los pozos críticos del campo Dina Terciarios para el periodo 2012.	47
Tabla 13. Matriz de riesgos RAM	50
Tabla 14. Análisis cualitativo de los 31 eventos necesarios para el análisis RCA	56
Tabla 15. Recomendaciones del análisis RCA	64
Tabla 16. Etapas del proceso de identificación para el RCA	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Distribución mundial estimada de las PCP	19
Figura 2. Comparación de Eficiencia versus otros sistemas de levantamiento	20
Figura 3 Descripción de un sistema típico con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP)	21
Figura 4. Plataforma básica del programa Open Wells	27
Figura 5 Registros de Open Wells convertidos a Excel	28
Figura 6. Estado Mecánico del pozo Dina Terciarios DT-102.	32
Figura 7. INSPECCIÓN VISUAL (Varilla con Punto de ruptura)	34
Figura 8. INSPECCIÓN VISUAL (Varilla con Punto de ruptura inferior)	35
Figura 9. INSPECCIÓN VISUAL (Tubería Rota)	36
Figura 10 INSPECCIÓN VISUAL (Bomba ampollada)	36
Figura 11 INSPECCIÓN VISUAL (Bomba desgarrada y Tubería rota)	37
Figura 12.INSPECCIÓN VISUAL (Varilla incrustada)	37
Figura 13 La Matriz RAM para mantenimiento de la SOH	48
Figura 14 Clasificación de fallas según la matriz RAM	49
Figura 15 Prueba física de servicio por tubería rota en pozo DT 102	55
Figura 16 Árbol lógico Dina Terciarios	60

LISTA DE GRAFICOS

	Pág.
Gráfico 1. Campos SLA PCP de la SOH, Ecopetrol S.A.	26
Gráfico 2. Survey del pozo Dina Terciarios DT-102	33
Gráfico 3. Duración de equipos de fondo PCP de Dina Terciarios	38
Gráfico 4. Duración de equipos de superficie en PCP de Dina Terciarios	39
Gráfico 5. Fallas presentadas en Dina Terciarios en el año 2010	40
Gráfico 6. Fallas presentadas en Dina Terciarios en el año 2011	41
Gráfico 7. Fallas presentadas en Dina Terciarios en el año 2012	42
Gráfico 8. Fallas presentadas en Dina Terciarios en el periodo 2013	43
Gráfico 9. Resumen de eventos de falla del Campo Dina Terciarios (2010-2013)	44
Gráfico 10. Causa de falla en PCP en el Campo Dina Terciarios (2010-2013)	45
Gráfico 11. Diagrama de Pareto para el Campo Dina Terciarios	52
Gráfico 12. Distribución de Cargas de Contacto	54
Gráfico 13. Causa raíz por factores físicos	61
Gráfico 14. Causa raíz por factores Humanos	62
Gráfico 15. Causa raíz por factores Latentes	62

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAÍZ	71
Anexo B. ÁRBOL LÓGICO DE FALLAS	75
Anexo C. ANÁLISIS RCA PARA EL CAMPO SANTA CLARA	76
Anexo D. ÁRBOL LÓGICO DE FALLAS SC	88

GLOSARIO

ANÁLISIS DE PARETO: Es una técnica grafica que nos permite identificar la variable más significativa a la hora de tomar decisiones. El principio establece que el 20 % de los problemas son aquellos que representan el 80 % de eficacia.

ÁRBOL LÓGICO DE FALLA: Representación gráfica de la lógica de falla y los 6 pasos o niveles usados para derivar las causas raíz. Estos seis niveles son: Evento de Falla, Modo de Falla, Hipótesis de Falla, Causa Raíz Física, Causa Raíz Humana y Causa Latente del Sistema.

CAUSA RAÍZ: Es la causa de falla que si es corregida podría prevenir la recurrencia de esa falla o de similares.

CAUSA RAÍZ FÍSICA: Es la Causa Raíz asociada a los aspectos físicos de equipos que producen la falla, (rotura, fatiga, bloqueo, etc.).

CAUSA HUMANA: Es la Causa Raíz asociada a los aspectos humanos que producen la falla, (errores de operación, ensamble de equipos, etc.).

CAUSA LATENTE: Es la Causa Raíz asociada a los aspectos organizacionales que producen la falla, (reglas, procedimientos, planes de entrenamiento, guías, políticas, etc.).

CONFIABILIDAD: Capacidad de un componente de ejecutar una función requerida bajo condiciones definidas para un periodo de tiempo determinado. Probabilidad de que un componente no falle dentro de un periodo de tiempo determinado.

EQUIPO RCA: Grupo de trabajo multidisciplinario encargado de la ejecución de un análisis de Causa Raíz.

ESPACIAMIENTO: Procedimiento en que se calcula la distancia necesaria entre el pasador del niple de paro y el extremo inferior del rotor, para evitar el contacto del rotor con el niple de paro en condiciones de operación.

FALLA: Inhabilidad o incapacidad de un componente para desarrollar la función para la cual fue diseñado de manera confiable, económica y segura.

FLUSH-BY: Equipo de varilleo compacto, de fácil movilización e instalación; idóneo para realizar trabajos sencillos en pozos productores.

HIPÓTESIS: Una opinión fundamentada de cómo puede ocurrir un evento.

MATRIZ DE RIESGO: Herramienta utilizada para calificar el nivel de riesgo de los equipos según las consecuencias que genere dicho evento en el ambiente, la salud, la economía y la imagen de la empresa.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO: Inspección y reparación que se realiza después que la falla se ha presentado.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO: Mantenimiento que se desarrolla con base en secuencias fijas preestablecidas.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO: Mantenimiento que se desarrolla con las variables de operación del equipo proyectando el funcionamiento del mismo con base en la tendencia.

MAKE UP: Procedimiento de armado de las varillas. Consiste en realizar una adecuada limpieza, posición y ajuste a las varillas para no incurrir en fallas.

LÍDER EQUIPO RCA: Es la persona responsable de liderar y completar un análisis RCA.

OPEN WELLS: Software del LANDMARK que permite controlar las labores de mantenimiento.

PCP: (Progressive Cavity Pump por sus siglas en inglés) Bombeo por cavidades progresivas.

RCA: el RCA (Root Cause Analysis por sus siglas en inglés también es conocido como Root Cause Failure Analysis -RCFA) o Análisis de Causa Raíz es un riguroso método o técnica de análisis y solución de problemas mediante el análisis de eventos, bajando hasta sus causas raíz latentes, es decir, las deficiencias en los sistemas administrativos y normas culturales que permiten que un evento ocurra. Permite eliminar las causas en lugar de corregir los síntomas.

REPORTE DE FALLA (RF): Metodología para la investigación de eventos de falla que "NO" sean de gran impacto la cual identifica causas raíces y a su vez acciones y recomendaciones que evitan que la consecuencia del evento de falla analizado se vuelva a presentar.

RUN LIFE:(Funcionamiento de vida, por sus palabras en inglés) Tiempo de trabajo operativo de un sistema mecánico (Bomba de Cavidades Progresivas PCP).

SURVEY: Diagrama que nos permite determinar el ángulo de desviación de un pozo respecto a su vertical.

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DEL RUN LIFE DE LOS POZOS CON SLA PCP CRÍTICOS DE LOS CAMPOS DINA TERCIARIOS Y SANTA CLARA DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA, ECOPETROL S.A. MEDIANTE LA METODOLOGIA RCA

AUTORES: IVAN CAMILO MORENO PORTILLA BRAYAN ANDRES PULIDO CALDERON

PALABRAS CLAVE: PCP, TBG, IS, RCA.

Teniendo como referente la situación que presentan los campos en producción, Dina Terciarios y Santa Clara que son objeto de estudio del proyecto en cuestión, se determinaron las causas de las fallas más recurrentes del sistema de levantamiento artificial PCP, que evaluadas mediante el índice de severidad (IS) trazado en el Tablero Balanceado de Gerencia (TBG) de Ecopetrol para el año 2013 (cuyo valor es de 0,58 intervenciones/año), representan valores mucho más altos, motivo por el cual en estos campos se busca disminuir el número de servicios a pozo que se están presentando por ruptura de varilla, tubería, daño en bomba, desgastes por fricción, abrasión, taponamientos, elongamiento, deformaciones, esto a su vez genera continuos servicios por mantenimientos y con ello, altos costos, sin mencionar las pérdidas debidas a las diferidas de producción de crudo.

En este proyecto se utiliza la metodología RCA implementada en Ecopetrol hace más de 2 años, por ser de fácil aplicación y entendimiento para determinar la falla más representativa del sistema PCP en el campo Dina Terciarios y Santa Clara. En la primera etapa del proceso se realiza un análisis cuantitativo que a través del diagrama de Pareto facilitó identificar la falla repetitiva en el sistema de levantamiento artificial; posteriormente se aplicó un análisis cualitativo con el cual se encontraron las fallas más representativas del sistema de levantamiento.

Esto se verificó mediante una matriz de riesgos creada por Ecopetrol y adecuada a sus necesidades, teniendo en cuenta las consecuencias que presentaría la falla en el ambiente, la salud, la imagen y la parte económica de la empresa, finalmente este proceso debe servir como filtro para utilizar la herramienta árbol lógico de fallas que mediante procedimientos lógicos, nos permite representar gráficamente las relaciones de causa y efecto que condujeron a identificar los eventos indeseables y/o las causas raíces que originaron la falla repetitiva en los sistemas de levantamiento artificial PCP.

El proceso finalizó con la identificación de cuales pozos fallaron con más frecuencia, su solución y el planteamiento de recomendaciones tendientes a la eliminación de la falla, con ello se busca que el problema no se vuelva a repetir atacándolo desde la raíz, mediante acciones efectivas que permitan minimizar estos incidentes y lograr la optimización del proceso.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF THE ROOT CAUSE ANALYSIS METHODOLOGY (ARC) REDUCTION SYSTEM FAILURE SURVEY OF FIELDS DINA PCP TERTIARY AND SANTA CLARA

AUTHORS: IVAN CAMILO MORENO PORTILLA and BRAYAN ANDRES PULIDO CALDERON

KEYWORDS: PCP, TBG, IS, RCA

Taking as a reference the situation presented by Dina Tertiary and Santa Clara in production fields, which are under consideration of the project concerned the causes of the recurring failures PCP Artificial Lift system that assessed by the severity index were determined (IS) plotted on the Board of Management Balanced (BMB) Ecopetrol 2013 (whose value is 0.58 interventions / year), representing much higher values reasons why these fields sought to reduce the number of Workover being presented by breaking rod, pipe damage pump wear by friction, abrasion, pitting, clogging, elongation, deformation, generating continuous maintenance and thus high costs, not to mention the losses due to deferred oil production .

In this project, Ecopetrol RCA methodology implemented in more than 2 years ago, being of a readily easy application and understanding in the process a quantitative analysis through facilitated Pareto diagram identify repetitive failure was used was used artificial lift system, then a qualitative analysis which the most representative system failures found uprising took place.

This was reflected by a risk matrix created by Ecopetrol and suitable to your needs depending on the consequences of failure to submit the environment, health, image, and the economics of the business, eventually this process should serve as a filter to use the software fault tree using logical procedures that allows us to graphically represent the relationship of cause and effect that led to discovering tool undesirable events and / or the root causes that led to the repeated failure of the PCP artificial lift systems.

The process ended with the approach of recommendations to the ultimate elimination of the fault with it is intended that the problem does not happen again attacking from the root, through effective actions to process optimization.

ANTECEDENTES

Campo Santa Clara: El campo Santa Clara se encuentra localizado aproximadamente a unos 6 kilómetros al noreste (NW) de la ciudad de Neiva, en la jurisdicción del Municipio de Palermo, en el área de la antigua concesión Neiva-540, este campo fue descubierto por la compañía Tenneco en 1987 con la perforación del pozo SC-01, cuya producción inicial fue de 240 BOPD. Desde su descubrimiento en 1987 el campo fue operado por la Compañía Hocol y Shell. En 1994 Ecopetrol asumió la operación de varios campos del área (Bloque 540), entre ellos el campo S.C.

Entre 1987 y 1991 se perforaron los pozos SC-02, 03, 05, 06, 07, 08, 09, 10, 11 y 12 con producciones iniciales entre 100 y 500 BOPD a profundidades de 3000 - 4000ft, posteriormente se perforaron los pozos 01S, 02W, 03S, 04S, 05S, 06S, 07A, 07S, 08S, 9S, 10S, 13H, 14D, 15D, 16D, 17ST, 18.

Actualmente el campo Santa Clara posee 27 pozos, de los cuales 16 están en su mayor parte activos. De los 27 pozos en el año 2008, 13 se cambiaron de Bombeo Mecánico a PCP, y mediante concesión a inicios del 2014 se agregaron 3 pozos de Palermo cedidos por Hocol (PLM-03, 05, 07), Actualmente la producción del campo Santa Clara es de 6921 Bls/día de Fluidos, de los cuales el 16,7% es crudo (1162 Bls/día) y 83,3% es agua (5799 Bls/día).

Campo Dina Terciarios: El Campo Dina Terciarios fue el primer campo descubierto en el área Neiva en 1961, por las compañías Intercol, Tenesse Colombia y Colbras con la perforación del pozo Dina-1 el cual fue completado en mayo de 1961 en la Formación Monserrate. Continuó con la perforación del pozo Dina-2 el cual fue completado en febrero de 1963 y probó hidrocarburos en las Formaciones Barzalosa y Honda, en marzo de 1963 se perforó el pozo Dina-3, el cual probó hidrocarburos en la Formación Doima-Chicoral.

En la década del 60, solo se perforaron 15 pozos y durante la década del 70 fueron perforados 6 pozos más. En la década del 80 se llevó a cabo la campaña de perforación para desarrollar el campo, fueron perforados 56 pozos. Durante los años 2003 y 2004 se perforaron 8 pozos más dentro del Contrato de Producción Incremental (CPI) perteneciente a Petrominerales Colombia LTD.

Inicialmente, algunos de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico y PCP, actualmente el campo posee 128 pozos de los cuales 119 están operando continuamente, de estos 87 producen mediante el sistema de levantamiento PCP, la producción del Campo Dina Terciarios es de 30,709 BFPD con un BSW promedio de 82% la producción de crudo es 5648 Bls/día y el API del crudo esta entre 17- 22 grados. Este campo se encuentra en un proceso de inyección de agua por bloques.

INTRODUCCION

Una falla en un equipo es definida como cualquier evento crítico que requiere que el personal de servicio extraiga o reemplace uno o más de estos componentes. Por esta definición el índice de severidad es el número total de las fallas de los componentes, que ocurren por pozo, en un periodo de un año. Los pozos que producen marginalmente con índices de severidad altos son clasificados como pozos “críticos” y requieren mayor importancia.

En la actualidad la industria petrolera se enfrenta a grandes retos en la producción de hidrocarburos que se deben superar, debido a las dificultades de acceso y de operación de los sitios donde se hacen los nuevos descubrimientos de yacimientos petrolíferos. De ahí nace la necesidad de que las herramientas a utilizar para la producción de hidrocarburos sean económicas, eficientes y de fácil operación e instalación. El método de producción PCP se fue implementando en el campo Dina Terciarios y en Santa Clara desde el año 2008 como método alternativo de sistema de levantamiento artificial debido a su eficiencia operacional en el control de sólidos en suspensión llámese arena de formación, gran resistencia a la abrasión, justificando su implementación en su consumo de energía continua y de bajo costo, equipo de superficie relativamente pequeño, fácil de instalar y operar, bajo costo inicial, y paradójicamente su mínimo mantenimiento operacional lo mantienen en funcionamiento y lo convierten en una excelente alternativa para nuestros dos campos.

En Ecopetrol se requiere el desarrollo de métodos altamente calificados que logren mejorar su competitividad frente a los mercados internacionales, implementando estrategias de mantenimiento que le permitan alcanzar una mayor confiabilidad en los equipos PCP operados en los campos Dina Terciarios y Santa Clara, una de las maneras para maximizar la confiabilidad de los activos en su contexto operacional es a partir de la determinación de los requerimientos reales de mantenimiento logrando la minimización de costos mediante diferentes técnicas, herramientas y metodologías de mantenimiento que ayuden a identificar sistemáticamente que debe hacerse para garantizar que los activos físicos continúen operando eficientemente.

En términos generales estas metodologías nos permiten determinar los posibles efectos y consecuencias de las fallas sobre la seguridad el ambiente y las operaciones para finalmente mediante un análisis causa efecto proponer acciones rápidas y efectivas que busquen minimizar estos incidentes.

El método de análisis más utilizado en Ecopetrol como herramienta de confiabilidad es la metodología análisis de causa raíz (RCA) debido a su amplia experiencia desde su ejecución metódica y sus excelentes resultados, les aporta

confiabilidad, veracidad y eficacia a la hora de proponer, evaluar y solucionar sus problemas de campo además de su rápida ejecución en procesos de evaluación les genera menores costos ya que resulta más fácil reunir cinco especialistas interventores de Ecopetrol en una o dos sesiones de trabajo dependiendo del problema que ejecutarlo con una contratista la cual fácilmente podría alargar el proceso, generando sobrecostos. Esta metodología además aporta criterios de justificación amparados en los procesos de campo ya que es una técnica insitu donde los mismos operadores, técnicos, ingenieros y fabricantes (términos de garantía) son los encargados de ejecutar el RCA, obteniendo una confiabilidad técnica y un amplio ahorro económico del proceso.

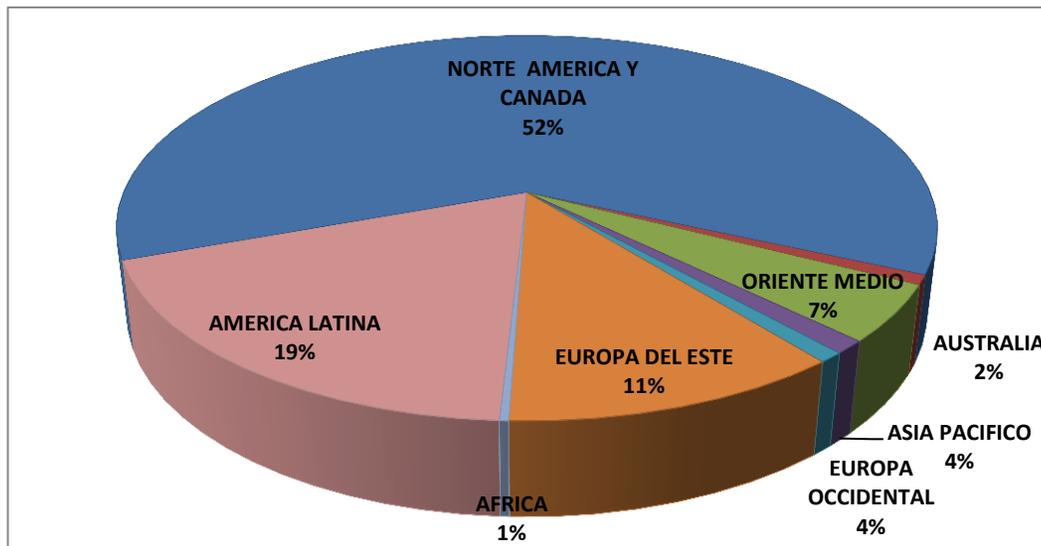
El siguiente proyecto es un compilado sobre las acciones a desarrollar durante el proceso de aplicación de la metodología, análisis causa y raíz (RCA) en los equipos PCP críticos de los campos Dina Terciarios y Santa Clara, con el propósito de incrementar la eficiencia, confiabilidad y rentabilidad de los equipos, utilizando estrategias y métodos que permitan identificar la secuencia de los eventos generados por las causas reales de dichas fallas, en el proceso de aplicación de la metodología se recopiló la información relacionada con problemas presentados en cada uno de los pozos en los últimos cuatro años, con ello se utilizó el diagrama de Pareto como primer filtro, el cual nos permitió identificar la falla repetitiva en el sistema de levantamiento artificial en los pozos críticos de los campos en mención para posteriormente utilizar la herramienta árbol lógico de fallas que mediante procedimientos lógicos nos ayudará a representar gráficamente las relaciones de causa y efecto que conducirán a descubrir las causas raíces físicas, humanas y latentes que originaron la falla repetitiva en los sistemas de levantamiento artificial PCP de los pozos críticos.

1. GENERALIDADES

1.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP

En sus inicios, la tecnología de cavidades progresivas (PCP) fue dedicada para el desarrollo de sistemas de transmisión y bombas de transferencia para aplicaciones industriales (alimentos, papel, agricultura, etc.). Para la industria petrolera, la primera aplicación data de mediados de los años 50, cuando se desarrollaron los primeros motores hidráulicos con mecanismo de doble rotor helicoidal para ser utilizados en la perforación de pozos direccionales. Sin embargo fue a finales de los años 70 cuando se realizaron esfuerzos considerables para utilizarlas como método de levantamiento artificial para pozos productores de hidrocarburos, obteniéndose en la actualidad un aproximado de 60000 a 70000 pozos alrededor del mundo con este tipo de sistema de levantamiento artificial.

Figura 1. Distribución mundial estimada de las PCP

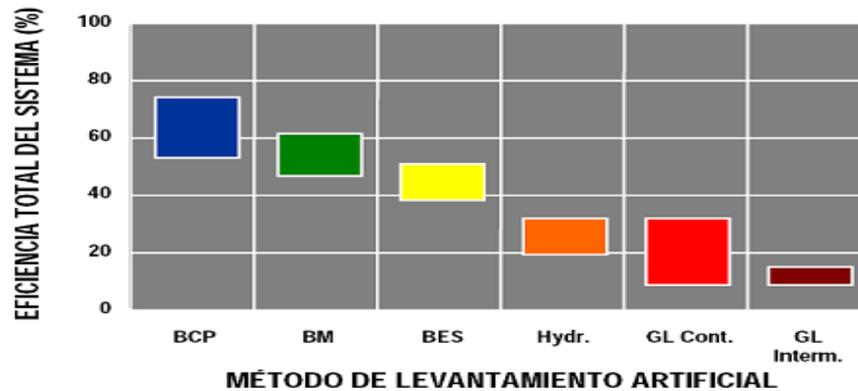


FUENTE: Weatherford

1.2 COMPARACION DE EFICIENCIA DEL PCP FRENTE A OTROS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

El sistema de levantamiento artificial PCP tiene la mayor eficiencia de operación en comparación a otros sistemas llegando algunas veces a un 95% esto quiere decir que es uno de los sistemas con el que podemos obtener la mayor cantidad de fluido minimizando las pérdidas de producción. (Ver Figura N° 2).

Figura 2. Comparación de Eficiencia versus otros sistemas de levantamientos.



FUENTE: Weatherford

1.3 ASPECTOS TEORICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

En la actualidad el PCP se destaca como un sistema de levantamiento artificial para la extracción de crudos pesados. El uso de estas bombas se extiende a diferentes países como: Venezuela, Argentina, Canadá, Colombia entre otros.

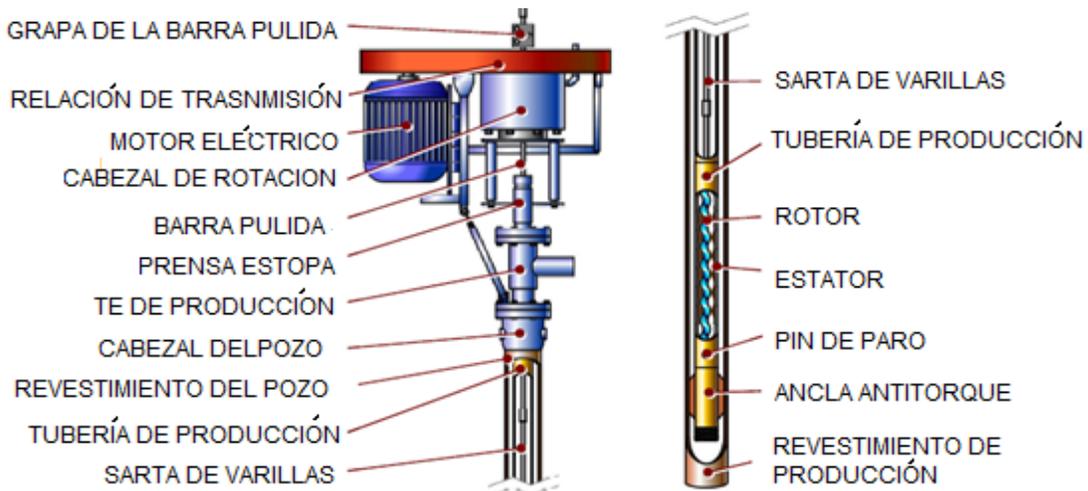
El equipo PCP consiste en un rotor de acero helicoidal y un estator con un elastómero sintético adherido en su interior, éste estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción. La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo y el cabezal de producción.

El sistema de levantamiento artificial PCP está compuesto por: (Ver Figura N° 3):

- ✓ Cabezal, Motor primario y Variador de frecuencia
- ✓ Sarta de bombeo
- ✓ Ensamble de fondo (BHA)
- ✓ Accesorios (ancla de torque, anclas de tubería, centralizadores de varillas).

Este tipo de bombas son conocidas por su habilidad para bombear fluidos altamente viscosos y el manejo eficiente de arena. Su instalación, funcionamiento y mantenimiento son relativamente sencillos, por lo que hoy en día son varios los campos que han implementado este sistema por representar bajos costos de mantenimiento y elevado Run life (tiempo de vida útil del equipo).

Figura 3. Descripción de un sistema típico con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).



FUENTE: PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP. L.J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A.. Calgary, Alberta (Canadá). 1999.

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia sin embargo otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos
- Habilidad para tolerar porcentajes medios de gas libre
- Menor probabilidad de que el fluido entre en emulsión por agitación
- Ausencia de válvulas o partes recíprocas evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles
- Muy buena resistencia a la abrasión
- Bajos costos de inversión inicial
- Bajos costos de energía
- Instalación y operación simple
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones y bajo mantenimiento
- Bajo nivel de ruido

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan algunas limitaciones del sistema de levantamiento artificial PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día ó (320 m³/día) máximo de 4000 Bls/día o (64 m³/día)
- Capacidad de levantamiento real de hasta 6000 pies o (1850 metros) máximo de 10500 pies o 3500 metros
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F ó (138 °C) máximo de 350 °F ó (178 °C)
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse ó deteriorarse, con el contacto de ciertos fluidos)
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción, puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales
- En Colombia la mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para cambiar la bomba(Bombas de tubería)
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones, en el caso de operar a altas velocidades requieren el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas.

1.4 PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS FRECUENTES.

En las siguientes tablas son expuestos los problemas operacionales más comunes presentes en los sistemas de cavidades progresivas, sus posibles causas y sus más adecuadas soluciones. Sin embargo es de entender que las soluciones expuestas no son únicas e irremplazables.

1.5. EVIDENCIAS DE FALLA

Tabla 1. Problemas operacionales en el equipo de superficie.

CAUSAS	SOLUCIONES
Correas y/o poleas desajustadas.	Ajustar las correas y poleas según las especificaciones del fabricante. Y/o adecuada experiencia del personal.
Problemas eléctricos	Elabore un diagnóstico del sistema eléctrico Motor muy pequeño. Redimensionar

Fuente: Weatherford

2.1.1 Baja producción con velocidad y torque normales.

Tabla 2. Baja producción con velocidad y torque normales.

CAUSAS	SOLUCIONES
Tasa de producción subestimadas.	Realizar nuevas pruebas de producción para determinar la tasa de flujo correcta
Restricción en la entrada de la bomba	Circular el pozo.
Alta relación gas-petróleo	Instalar separador de gas, bajar la bomba o instalar tubo de cola.
Hueco en la tubería	Reemplazar tubería o conexiones dañadas
Perforaciones tapadas o dañadas	Limpieza de perforados
Bajo influjo de yacimiento debido a las altas viscosidades	Disminuir la velocidad de la bomba, instalar un bomba con menor capacidad volumétrica
Rotor con espaciado excesivo	. Re-espaciar el rotor.

Fuente: Weatherford

2.1.2 Producción intermitente con velocidad y torque normales.

Tabla 3. Producción intermitente con velocidad y torque normales.

CAUSAS	SOLUCIONES
Alta relación gas petróleo	Instalar separador de gas, bajar la bomba o instalar tubo de cola.
Producción intermitente de arena y/o finos a través de la bomba.	Reposicionar la bomba por encima de las perforaciones; utilizar filtros de sólidos.
Bajo nivel de fluido	Bajar la velocidad de la bomba.

Fuente: Weatherford

2.1.2 Producción intermitente con velocidad normal y torque alto.

Tabla 4. Producción intermitente con velocidad normal y torque alto.

CAUSAS	SOLUCIONES
Rotor en contacto con el pin de paro	Re-espaciar el rotor.
Alta producción de arena y/o finos	Disminuir la velocidad de la bomba; circular el pozo.
Daño del rotor o el estator	Reemplazar las partes dañadas
Problemas con el cabezal de rotación	Elabore un diagnóstico del mecanismo del cabezal con personal calificado.

Fuente: Weatherford

2.1.4 Baja producción con muy baja velocidad y torque alto.

Tabla 5. Baja producción con muy baja velocidad y torque alto.

CAUSAS	SOLUCIONES
Ensanchamiento del elastómero	(Incompatibilidad entre el fluido y el estator). Evaluar la compatibilidad entre el elastómero y el fluido y, en caso de ser necesario, cambiar el elastómero.
Bomba arenada	Circular el pozo.
Escombros atrapados en la bomba	Circular el pozo.
Problema eléctrico	Elabore un diagnóstico del sistema eléctrico con personal calificado
Problemas con el cabezal de rotación	Elabore un diagnóstico del mecanismo del cabezal con personal calificado.

Fuente: Weatherford

2.1.5 Producción intermitente con velocidad normal y torque bajo.

Tabla 6. Producción intermitente con velocidad normal y torque bajo

CAUSAS	SOLUCIONES
Restricciones en la entrada de la bomba	Circular el pozo.
Alta relación gas petróleo	Bajar la bomba; utilizar un separador de gas o instalar un tubo de cola.
Alto espaciamiento del rotor	Re-espaciar el rotor.
Hueco en la tubería.	Reemplazar la tubería o conexiones dañadas.
Perforaciones tapadas o dañadas	Limpiar perforaciones o re-cañonear
Daño del rotor o estator	Reemplazar las partes dañadas.
Varillas o barra pulida partidas	Reemplazar Varillas o conexiones dañadas.
Bajo nivel de fluido	Disminuir la velocidad de bombeo; instalar una bomba más pequeña
Bomba instalada muy encima de los Perforados.	Profundizar la bomba según las condiciones del pozo.
Rotor partido	Reemplazar las partes dañadas.

Fuente: Weatherford

2.1.6 Baja producción con velocidad normal y torque bajo.

Tabla 7. Baja producción con velocidad normal y torque bajo.

CAUSAS	SOLUCIONES
Restricciones a la entrada de la bomba	Circular el pozo.
Alta relación gas petróleo	Bajar la bomba; utilizar un separador de gas o instalar un tubo de cola
Rotor espaciado muy arriba	Re-espaciar el rotor
Hueco en la tubería	Reemplazar tubería o conexiones dañadas.
Perforaciones tapadas o dañadas	Limpieza de perforados
Daño del rotor o estator	Reemplazar la bomba.
Tubería partida o suelta	Reemplazar las tuberías.
Bajo nivel de fluido (bombeo en vacío)	Disminuir la velocidad de bombeo; o instalar una bomba más pequeña.
Bajo flujo del yacimiento debido a la alta viscosidad	Disminuir la velocidad de bombeo; disminuir la viscosidad de fluido, o utilizar una bomba con menor capacidad.

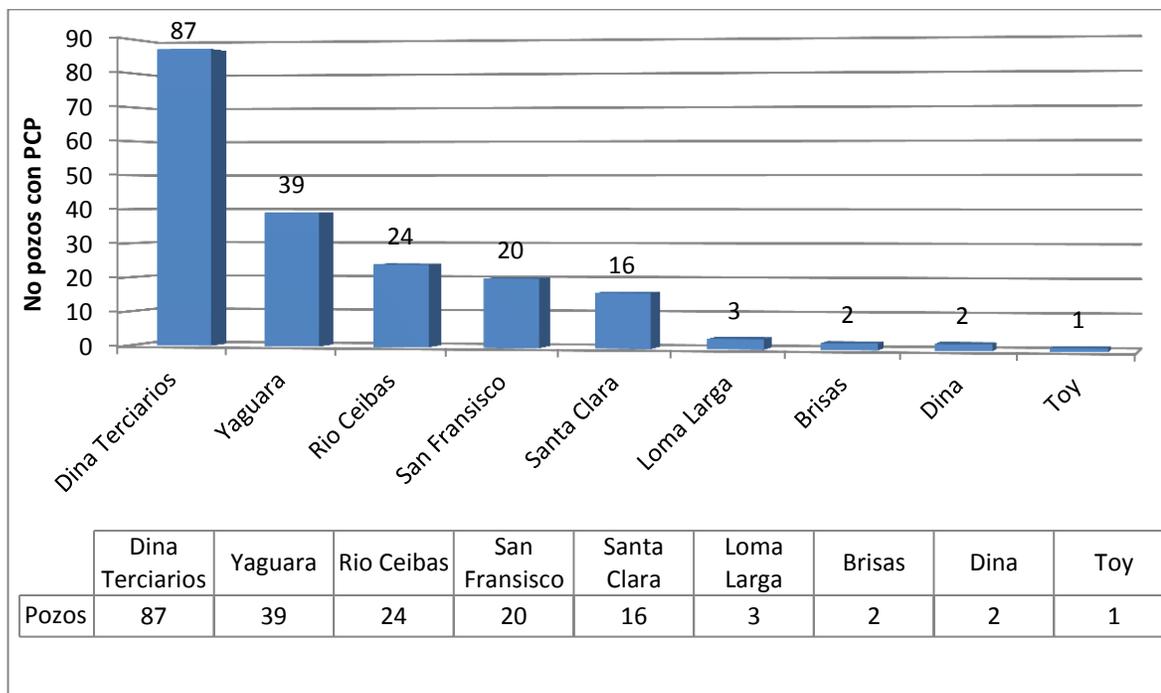
Fuente: Weatherford

2. RECOPIACIÓN Y SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

El sistema de levantamiento artificial PCP es uno de los más representativos en la SOH ocupando el primer lugar con un total de 194 pozos, de los cuales el 45% se encuentra operando en el campo Dina Terciarios y el 8% en el campo Santa Clara.

A continuación se presenta una distribución del número de pozos con sistema PCP, según su respectivo campo.

Grafico 1. Campos con SLA PCP de la SOH, Ecopetrol S.A.



Fuente: Ecopetrol S.A.

En este capítulo se explica detalladamente el proceso de obtención de información, clasificación y selección de la misma.

La primera fase del proyecto inicia con la recopilación de datos de fallas de equipos y sus respectivos impactos asociados (a seguridad, ambiente, producción y costos de mantenimiento); con el objeto de jerarquizar las fallas mediante el empleo de histogramas que permitan realizar un tratamiento adecuado a los datos.

Los datos a recopilar se deberán obtener del software corporativo disponible en la instalación (Open Wells). Los datos mínimos requeridos para la herramienta son:

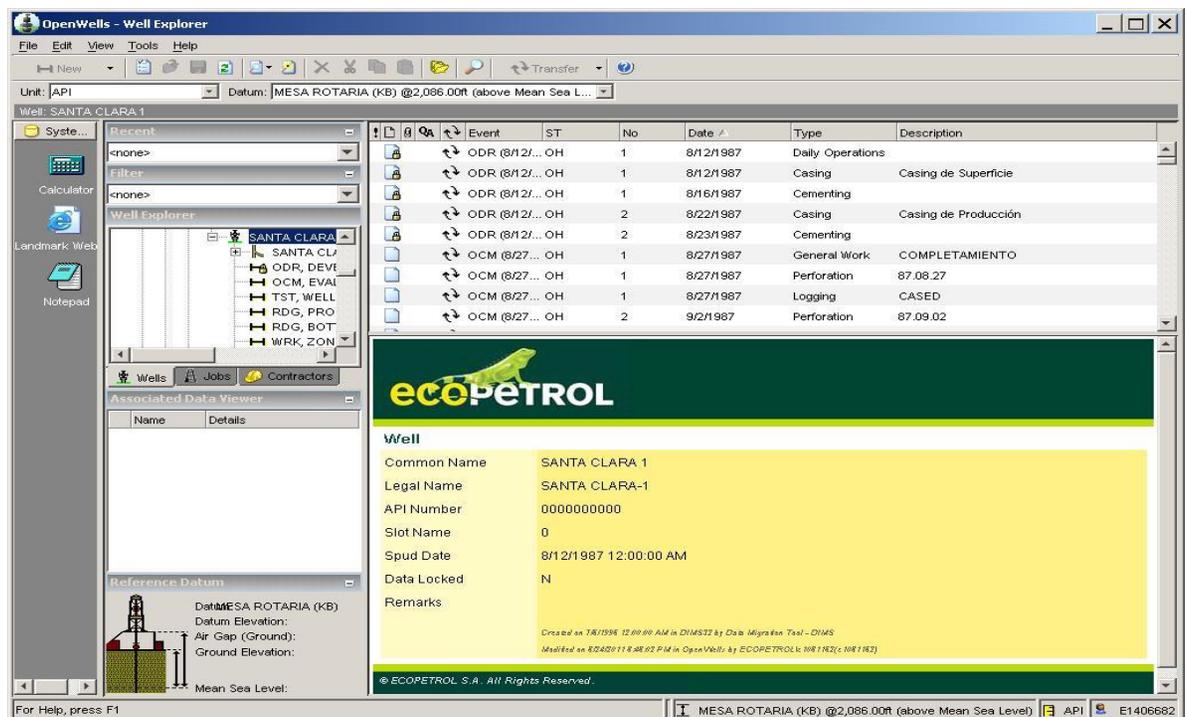
- Nombre de la instalación y equipos asociados a la falla.
- Descripción de la falla (Modo de falla).
- Registro del evento de falla.
- Costo de la reparación realizada.
- Tiempo fuera de servicio.
- Producción diferida.

Esta información se obtuvo de la revisión de:

- Diagrama de flujo de procesos y diagrama de tubería e instrumentos.
- Datos de frecuencia de fallas, producción diferida, impacto en seguridad / ambiente y costos de mantenimiento (estimados).
- Manuales de operaciones y equipos.
- Información específica sobre las fallas: causas inmediatas, estudios previos, fotos, análisis de falla, análisis de laboratorio, entre otros.

La recopilación de la información se obtuvo mediante el programa Open Wells; programa especializado, donde se reportan todas las actividades que se planean, ejecutan y sus costos asociados a las intervenciones durante los servicios con equipos flush-by o Well Service de Ecopetrol S.A.

Figura 4. Plataforma básica del programa Open Wells.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Para tomar datos del programa se debe tener acceso a la plataforma de Open Wells para la cual únicamente tienen permiso de acceder a dicha información las personas involucradas en la operación.

Debido a esto se busca la colaboración tanto de los ingenieros de producción de Ecopetrol como de los ingenieros encargados de los servicios prestados a dicha empresa (TDA SUPPLY & SERVICE S.A, MASA, Mecánicos Asociados S.A, VARISUR y compañía LTDA). Luego de recopilar y manejar la información del programa, se importa en formato Excel, donde se clasifican los eventos en seis categorías, nombre del pozo, tipo de servicio, fecha del servicio, descripción de la operación, horas diferidas de producción y costo de la operación.

Figura 5. Registros de Open Wells convertidos a Excel.

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
3	Legal Well Name	event	event_objective	report	comment	From	To	status	comment	Artificio	daily	Lost Oil	Operation
1517	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 19:00	10/10/2011 19:30	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Inició pulling de sarta de varilla continua calibranc
1518	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 21:30	10/10/2011 22:00	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Corrió sarta con pescador a punto de pesca 1044', a
1519	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 15:00	10/10/2011 16:30	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Registró y descargó 90 psi del tubing, retiró corrales
1520	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 17:30	10/10/2011 19:00	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Sacó 7' de varilla continua, armó cabeza inyectora y
1521	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 16:30	10/10/2011 17:30	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Descargó presión, retiró barra liza, de 1 1/4" X 40', 2
1522	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 14:00	10/10/2011 15:00	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Cargo 50 bls de agua de formación, movilizó a pozo
1523	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 19:30	10/10/2011 21:30	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Realizó soldadura de pin N - 97 para pesca, armó y
1524	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 22:00	10/11/2011	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Trabajó sarta en fondo logrando pescar, tensionó s
1525	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	1	Movilizó ur	10/10/2011 13:00	10/10/2011 14:00	Realiza em	Mover unid PCP		12,492,000.C240.0		Movilita unidad de base parko a batería santa clar
1526	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	2	Se realiza €	10/11/2011 17:00	10/11/2011 19:00	Unidad ina	Mover unid PCP		16,391,940.C240.0		Se reciben 12 varillas tenaris nuevas x 25, de las cu
1527	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	2	Se realiza €	10/11/2011 14:00	10/11/2011 17:00	Unidad ina	Mover unid PCP		16,391,940.C240.0		Unidad inactiva con personal disponible en pozo e
1528	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	2	Se realiza €	10/11/2011 06:30	10/11/2011 12:30	Unidad ina	Mover unid PCP		16,391,940.C240.0		Saco de la sarta cuello de ganzo de 100' y 125' de va
1529	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	2	Se realiza €	10/11/2011 19:00	10/11/2011 21:30	Unidad ina	Mover unid PCP		16,391,940.C240.0		Organizó locación, esperando eléctricos
1530	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	2	Se realiza €	10/11/2011 21:30	10/12/2011	Unidad ina	Mover unid PCP		16,391,940.C240.0		Realizó conexión eléctrica al motor, posicionó rotor
1531	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	2	Se realiza €	10/11/2011 12:30	10/11/2011 14:00	Unidad ina	Mover unid PCP		16,391,940.C240.0		Pasa cuello de ganzo por set de guías, torquea roto
1532	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	2	Se realiza €	10/11/2011	10/11/2011 06:00	Unidad ina	Mover unid PCP		16,391,940.C240.0		Retira pescante, saca sarta hasta fire blade, realiz
1533	SANTA CLARA SUR-5	WSV	ROD STRING FAILURE	2	Se realiza €	10/11/2011 06:00	10/11/2011 06:30	Unidad ina	Mover unid PCP		16,391,940.C240.0		Realiza charla preoperacional y de seguridad.
1534	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	1	MOVILIZO E	8/24/2008 6:30:00 PM	8/24/2008 8:30:00 PM	BAJANDO S/	BAJAR SARTA CON EQUIF	8,005.80			Instalo BOPS de tubería 7 1/16" x 3 M , armo mesa c
1535	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	1	MOVILIZO E	8/24/2008 5:30:00 PM	8/24/2008 6:30:00 PM	BAJANDO S/	BAJAR SARTA CON EQUIF	8,005.80			Retiro flange adapter 7 1/16" x 5 M retiro conexione
1536	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	1	MOVILIZO E	8/24/2008 3:00:00 PM	8/24/2008 5:30:00 PM	BAJANDO S/	BAJAR SARTA CON EQUIF	8,005.80			Bombeo agua de formación en reversa a una rata d
1537	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	1	MOVILIZO E	8/24/2008 8:30:00 PM	8/25/2008	BAJANDO S/	BAJAR SARTA CON EQUIF	8,005.80			Sacó sarta de producción de 31/2" eue j 55 8rd con e
1538	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	1	MOVILIZO E	8/24/2008 6:00:00 AM	8/24/2008 12:00:00 PM	BAJANDO S/	BAJAR SARTA CON EQUIF	8,005.80			Movilito Equipo desde PG - 23 hasta el pozo SC 5 Su
1539	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	1	MOVILIZO E	8/24/2008 2:00:00 PM	8/24/2008 3:00:00 PM	BAJANDO S/	BAJAR SARTA CON EQUIF	8,005.80			Armo líneas para circular pozo en reversa a través d
1540	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	1	MOVILIZO E	8/24/2008 12:00:00 PM	8/24/2008 2:00:00 PM	BAJANDO S/	BAJAR SARTA CON EQUIF	8,005.80			Registro y descargo presiones del pozo CHP: 140 P.S.
1541	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	2	Bajo sarta c	8/25/2008 7:30:00 PM	8/26/2008	DESARMANI	Movilitar a SC-06 servic	7,468.80			Bajo sarta de producción de 31/2" eue j 55 8rd con
1542	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	2	Bajo sarta c	8/25/2008 4:30:00 PM	8/25/2008 6:30:00 PM	DESARMANI	Movilitar a SC-06 servic	7,468.80			Bajo 2 ftas de 31/2" eue N 80 con tapon , del pozo pi
1543	SANTA CLARA SUR-5	WSV	PCP FAILURE	2	Bajo sarta c	8/25/2008 1:30:00 AM	8/25/2008 8:30:00 AM	DESARMANI	Movilitar a SC-06 servic	7,468.80			Bajo sarta de producción de 3 1/2" FIIF N-80 con scz

Fuente: Ecopetrol S.A.

Se encontraron más de 4500 registros de todas las, actividades y eventos diarios ocurridos entre enero del 2010 hasta noviembre de 2013 presentados en los 10 pozos más críticos en fallas suministrados por TDA SUPPLY & SERVICE S.A, de los cuales 7 se encuentran en el Campo Dina Terciario (78, 90, 102, 104, 112, 168, 170) y 3 en el Campo Santa Clara (05S, 10S, 11S).

Tabla 8. Pozos con SLA PCP en Santa Clara. Diciembre 2013

No	Pozo	No	Pozo
1	01	9	10S
2	02	10	11
3	02W	11	11S
4	05S	12	14
5	06	13	15
6	06S	14	03
7	08S	15	05
8	09S	16	07

Tabla 9. Pozos con SLA PCP en Dina Terciarios. Diciembre 2013

No	Pozo	No	Pozo	No	Pozo	No	Pozo
1	001	23	086	45	114	67	138
2	008	24	087	46	115	68	139
3	011	25	088	47	116	69	149
4	014	26	089	48	117	70	154
5	026	27	090	49	118	71	155
6	040	28	092	50	119	72	160
7	047	29	094	51	120	73	162
8	052	30	096	52	121	74	163
9	056	31	097	53	122	75	164
10	068	32	098	54	123	76	165
11	069	33	099	55	126	77	166
12	070	34	102	56	127	78	167
13	074	35	103	57	128	79	168
14	075	36	104	58	129	80	169
15	076	37	105	59	130	81	170
16	077	38	106	60	131	82	171
17	078	39	108	61	132	83	176
18	079	40	109	62	133	84	177
19	081	41	110	63	134	85	180
20	082	42	111	64	135	86	181
21	084	43	112	65	136	87	182
22	085	44	113	66	137		

Fuente: Ecopetrol S.A.

Esta información se validó y rectificó mediante reportes de falla suministrados por TDA SUPPLY & SERVICE S.A y evidencias presentadas como: fotografías, diagramas del pozo, reportes de completamiento, pruebas de eficiencia de las bombas, pruebas boroscópicas del estator, listas de inspección, estados mecánicos y survey de los pozos críticos.

Luego de una revisión minuciosa se encuentran incoherencias al compararse los reportes de falla con aquellos eventos registrados en el programa Open Wells; entre las incoherencias encontradas tenemos fechas incorrectas y acciones no registradas; las que generan baches en la lectura de la información que en algunas ocasiones son días, semanas y meses, a lo cual se le suma un porcentaje de error a la eficacia de acciones correctivas generadas en el proyecto, de lo anterior se informó a Ecopetrol para que se tomen las medidas preventivas y correctivas pertinentes.

2.1. REPORTE DE EVENTOS DE FALLAS

Todos los eventos de fallas ocurridos en la SOH se reportan, siendo responsabilidad del supervisor de mantenimiento de cada especialidad, el registro de cada evento.

El evento de falla es reportado por el técnico que atiende el evento y se documenta a mano en un formato especial para tal fin.

El reporte contiene la información básica de cada falla, donde se describe el evento, la fecha, la duración, el equipo o los sistemas afectados, las posibles causas y las soluciones correctivas y proactivas que pudiesen eliminar la recurrencia de la falla. El reporte se entrega dentro de las 24 horas siguientes al evento.

Una vez el supervisor tenga el reporte de falla dado por el técnico, éste valida el reporte y hace una clasificación inicial de la falla.

Para tener una visión más amplia del protocolo que se aplica en el análisis de falla se realizaron visitas al departamento de confiabilidad de Ecopetrol S.A. donde se tiene acceso a la información necesaria para validar el RCA, el proceso se realiza mediante una mesa de trabajo donde el ingeniero de confiabilidad es la parte vital para identificar los malos actores y los operadores, técnicos e inspectores los cuales son los encargados de validar y formular las hipótesis mediante las pruebas físicas presentadas en los reportes de falla.

A manera de ejemplo a continuación se presenta un resumen de los eventos de falla del pozo DT 102 obtenidos a través de los reportes suministrados por TDA SUPPLY & SERVICE.

2.2 RESUMEN DE EVENTOS DEL POZO DT 102

El pozo DT 102 se terminó de perforar el 2 de Septiembre 2009 a las 03:00 horas, llegando hasta una profundidad total de 4010 MD (3942' TVD). Se tomaron registros CBL-DL GR-CCL se observó el cemento en buen estado, se procedió al cañoneo de 13 intervalos de las formaciones Monserrate, Conglomerado y Honda.

Las pruebas de producción iniciaron el día 22 de Septiembre 2009 con el equipo PETREVEN G102 y terminaron el 5 de Octubre del año 2009.

El pozo produjo naturalmente hasta el año 2008 donde se implementó el Bombeo Mecánico y posterior a eso, en el año 2010 se instaló el sistema de levantamiento artificial PCP, el cual opera hasta la fecha.

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO DT-102

PROPIEDADES DEL FLUIDO:

- Gravedad (API): 20,3°
- Corte de Agua (BSW): 97%
- Relación Gas-Petróleo (GOR): 280,19Scft/Stb
- Temperatura de Fondo: 137°F
- Temperatura de Superficie: 95°F

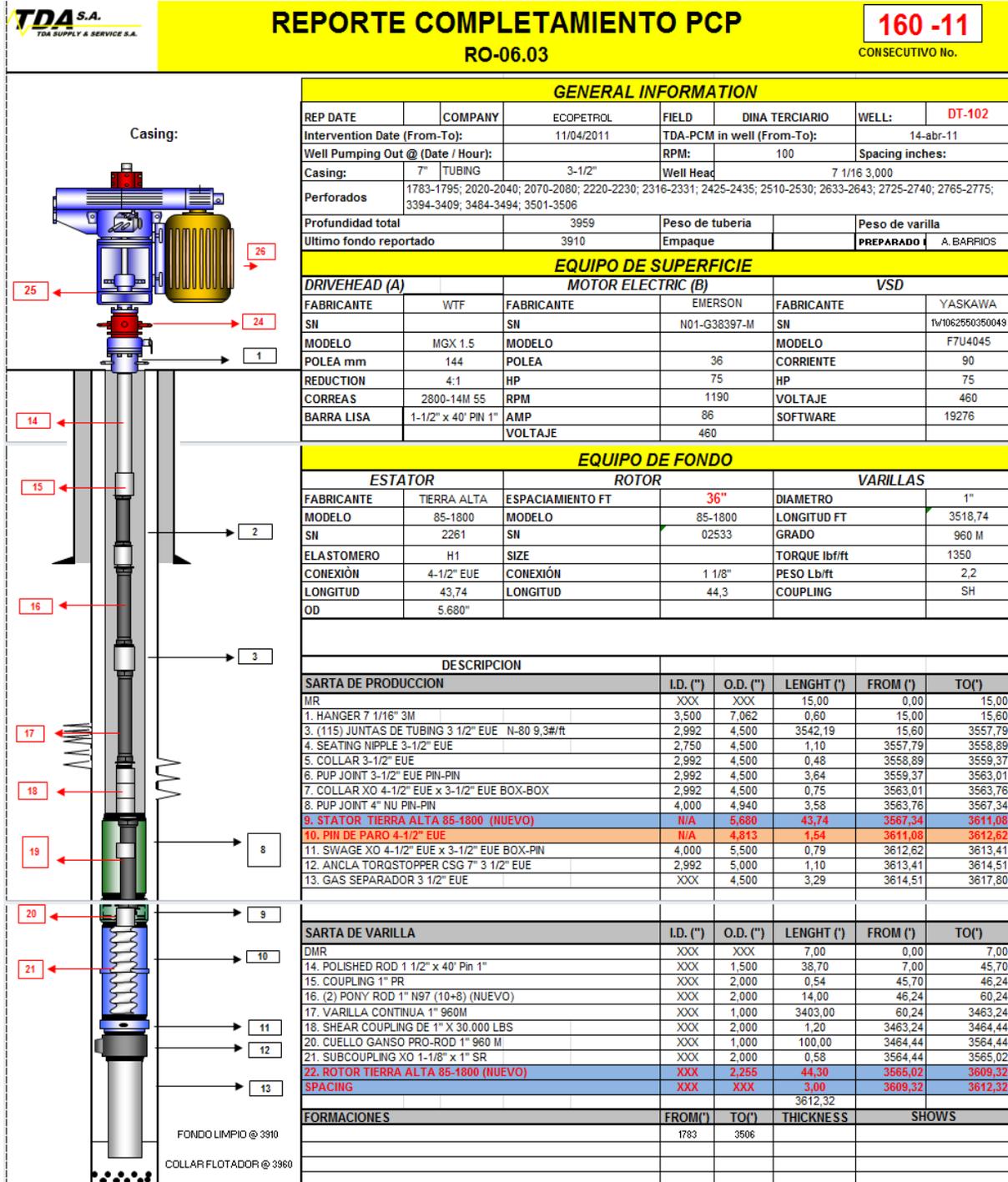
INFORMACIÓN DEL POZO:

- Profundidad de la Bomba : 3684,2 fts
- Tope perforaciones: 2700fts
- Base perforaciones: 3506fts
- Ultimo Fondo limpio: 3926fts

VALORES MÁXIMOS DE VARIABLES DE OPERACIÓN:

- RPM: 349
- Presión en Cabeza (THP): 132 Psi
- Presión en Anular (CHP): 53 Psi
- Caudal Total: 1350 BFPD
- Caudal de Crudo: 47 BOPD

Figura 6. Estado Mecánico del pozo Dina Terciarios 102



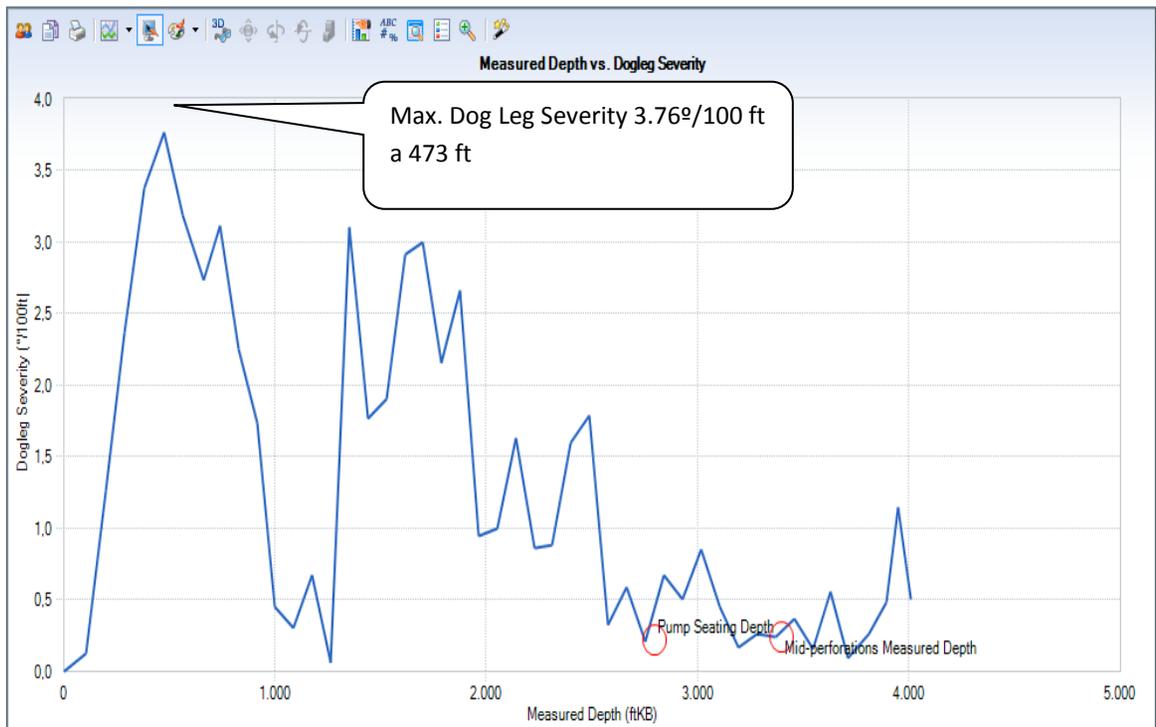
Fuente: Ecopetrol S.A

En el estado mecánico del pozo DT 102 (Ver figura N° 6) se instaló una bomba Tierra Alta 85-1800 con la cual se lograr bombear un caudal esperado de 1350 BFPD esta bomba opera a 349 rpm con lo cual se obtiene una eficiencia volumétrica del 80% a la profundidad de asentamiento de 3609 ft.

La sarta de varillas está conformada en un 100% con varilla continua PRO-ROD 1" 960M la cual está cargada según el diseño a un 62% de su límite de deformación plástica, ofreciendo un amplio rango de resistencia para su operación. En el diseño la potencia la suministra es un motor Emerson de 40 Hp, el cual quedaría cargado a un 87.85% de su máxima capacidad de potencia, con ese motor y la relación de poleas de 4:1 en el cabezal se está suministrando un torque máximo al sistema de 800 lbf*ft el cual estaría 200 lbf*ft por debajo del torque máximo que resiste la varilla (1000 lbf*ft), limitando la respuesta del sistema ante el manejo de posibles baches de arena.

GEOMETRIA DEL POZO DT 102

Grafica 7 Survey del pozo Dina Terciarios DT-102



Fuente: Ecopetrol S.A.

De acuerdo con el Survey Report (Ver Grafica N° 7) entregado por Ecopetrol S.A., se trata de un pozo desviado, cuyo valor máximo de DLS (Dog Leg Severity) es de 3.76°/100 ft a una profundidad de 473 ft, y valores de 3,2°/100ft, a profundidades entre 1250 ft, y 1500 ft respectivamente.

2.3. SECUENCIA DE EVENTOS DEL POZO DT 102

Para tener una clara visión de los sucesos, es de vital importancia revisar el historial del pozo para determinar las fechas más relevantes en las cuales se han presentado fallas.

El día 15 de Octubre del año 2010, se realizó servicio por varilla partida, el servicio inicia con el pulling de sarta de varillas 7/8" grado D que presento ruptura de cuerpo a 2680 ft., en el servicio se cambia la bomba 28-1200 (175-4100) de Weatherford por la bomba 400TP1800, quedando el intake a 3984.2 ft y la punta de tubería a 3988.94 ft. Finalmente se lleva a cabo el espaciamiento con 29", y se arrancó el pozo con 80 rpm, 20.5 Amperios y 14% de torque.

El día 27 de Noviembre del año 2010 se recibe llamado de TTP Well Service para servicio por varilla partida, el servicio se realizó bajando over shot de 7/8" hasta punto de pesca a 2900 ft, visualmente la sarta de varillas PROROD 960M de 1", presentaba desgaste entre el 4 y 9%, por corrosión y roce con la tubería de producción, finalmente se arrancó el pozo con 100 rpm, 42 Amperios y 35% de torque.

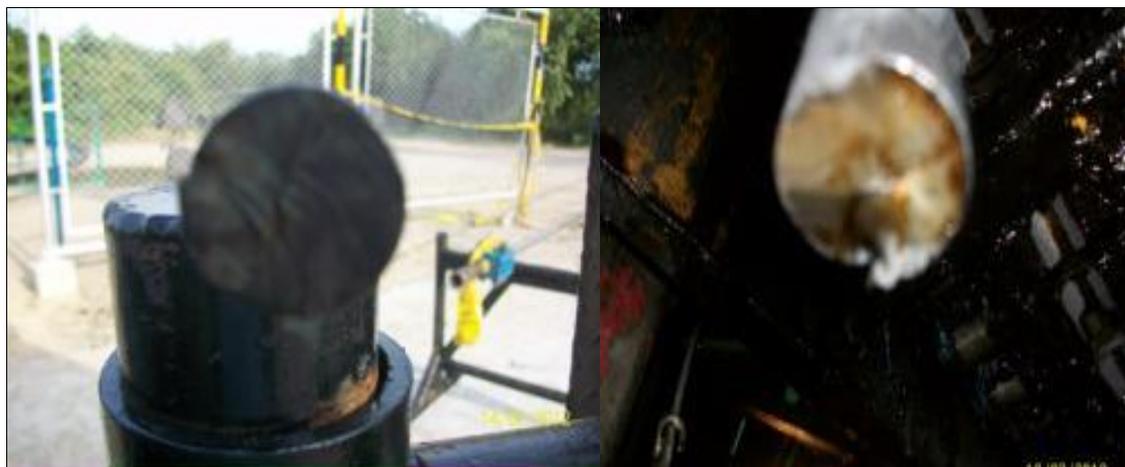
Figura 7. INSPECCIÓN VISUAL (Varilla con Punto de ruptura)



Fuente: Ecopetrol S.A.

El día 16 de Febrero del año 2011 se realizó servicio por varilla partida con unidad RSU y cabeza inyectora, el servicio inicia con el pulling de sarta de varilla de 1" PROROD 960M hasta punto de fallo a 2584 ft, la varilla no presenta desgaste mayor al 2%, finalmente Personal de MASA realizó conexiones eléctricas del motor y se arranca pozo con 100rpm, 37 Amperios y 34 % de torque.

Figura 8. INSPECCIÓN VISUAL (Varilla con Punto de ruptura inferior)



Fuente: Ecopetrol S.A.

El día 15 de Abril del año 2011 se realiza servicio a pozo por posible tubería rota, previo a descabezar el pozo se realiza prueba de integridad con 500 psi durante 10 minutos, no se presentó caída de presión, se inició con el pulling de sarta de tubería, en total se sacaron 115 juntas de 3 1/2" EUE N-80, en la inspección se encontró el 70% de tubería acanalada por acción de la varilla continua, en total se cambiaron 74 juntas inspeccionadas, finalmente se cambió la bomba 400TP1800 por presentar hinchamiento a la bomba TA85-1800.

El día 9 de Julio del año 2011 se realiza servicio por posible tubería rota, inicialmente se procede a revisar el VSD y a desenergizarlo, continuando con el protocolo se realiza permiso de trabajo y armando del equipo TTP WELL SERVICE para iniciar a inyectar 45 barriles de fluido, durante este proceso se observa que levanta presión hasta 600 psi y después de 10 minutos cae gradualmente a 0, (tubería rota).

El día 17 de Mayo del año 2012, se realiza servicio por posible tubería rota, el servicio inicio con una reunión pre operacional a continuación se retiró el cabezal del pozo con personal de TTP y VARISUR, con forme a esto se procedió a sacar la sarta de bombeo (varilla continua con equipo de VARISUR) desde 3570 ft hasta superficie, en la inspección el shear coupling salió con desgaste y corrosión, se continuo sacando sarta de producción con sistema PCP, y tubería de 3-1/2 EUE N-80, revisando visual mente al estado de la tubería desde 3619 ft a 3181 ft se observó tubo roto a 3390 en la junta 110, finalmente se cambió la bomba 400TP1800 por NOV 44-1800 por prueba de eficiencia, el personal de MASA realizo conexiones y ajustes eléctricos, en motor y variador para arrancar el pozo.

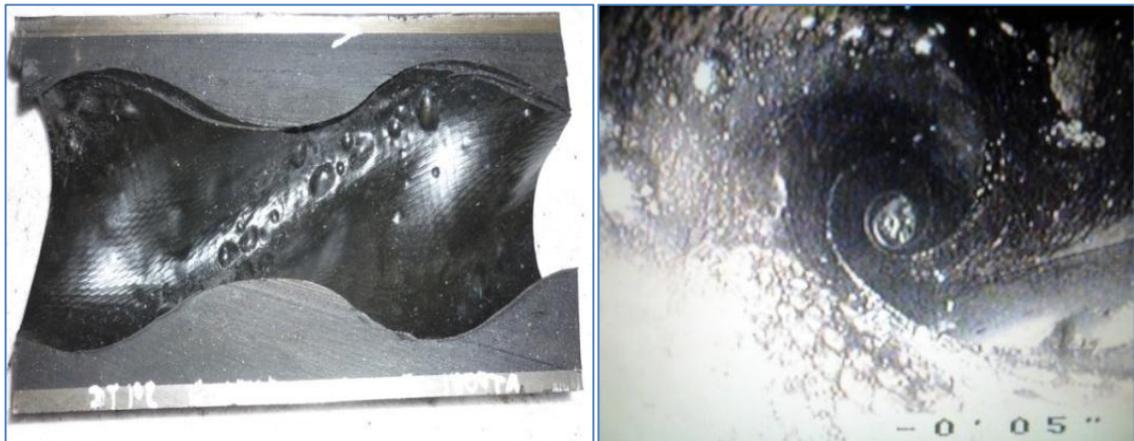
Figura 9. INSPECCIÓN VISUAL (Tubería Rota)



Fuente: Ecopetrol S.A

El día 7 de Septiembre del año 2012 se realizo servicio por posible tubería rota, personal de TTP Well Service asegura cabezal, se tensiona sarta de varilla hasta sacar el rotor del estator, a continuación se procede con el pulling de sarta de tubería y BHA: con un total de 89 juntas de 3 1/2" EUE N80, midiendo, calibrando y probando con salmuera de 8,4 ppg cada 1000 ft con 1500 psi durante 10 minutos, no se observa disminución de presión, se procede con el pulling de tubería y se extrae el BHA, se realiza desarmado de la bomba y se procede a hacerle la prueba boroscópica a la bomba NOV 44-1800 evidenciando ampollamiento del elastómero por lo cual se realiza cambio de bomba por BWM 113-1200.

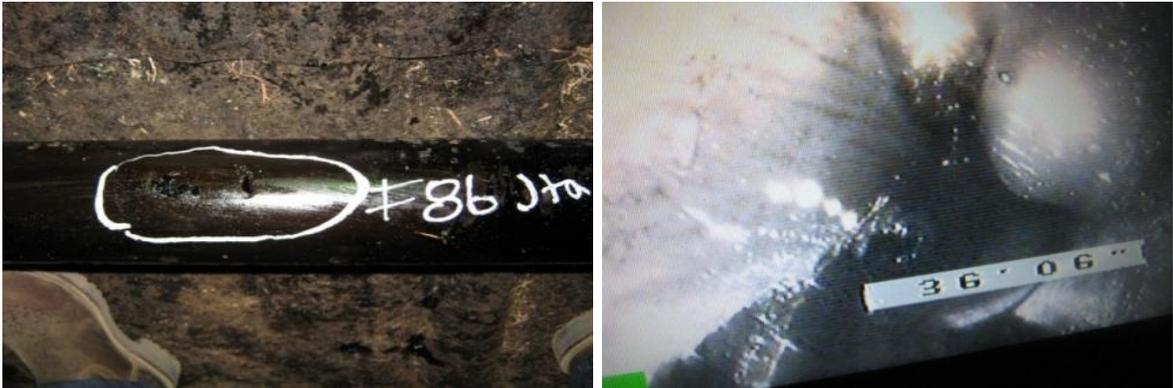
Figura 10. INSPECCIÓN VISUAL (Bomba ampollada)



Fuente: Ecopetrol S.A.

El día 18 de Julio del año 2013, se realizó reunión pre operacional por tubería rota, en el pulling de la sarta de tubería de 3-1/2 EUE N-80, se observan las 10 primeras juntas en buen estado y en adelante salieron acanalas internamente hasta la # 86 que salió rota a 2654ft, a continuación se desacoplo el BHA con sistema PCP donde se encontró el estator BWM 113-1200 desgarrado y con burbujas de gas se procede a cambiar bomba por PCM 600TP1200.

Figura 11. INSPECCIÓN VISUAL (Bomba desgarrada y Tubería rota)



Fuente: Ecopetrol S.A.

El día 6 de Noviembre del año 2013 se realizó servicio por varilla partida, el personal del equipo tensionó sarta de varillas con 150 Lbs. no se observó back spin ni tampoco giro de la sarta de varillas, en el pulling se encuentra punta de varilla partida e incrustada en el elastómero finalmente se realiza cambio de Bomba PCM 600TP1200 por BMW 113-1200.

Figura 12. INSPECCIÓN VISUAL (Varilla incrustada)



Fuente: Ecopetrol S.A.

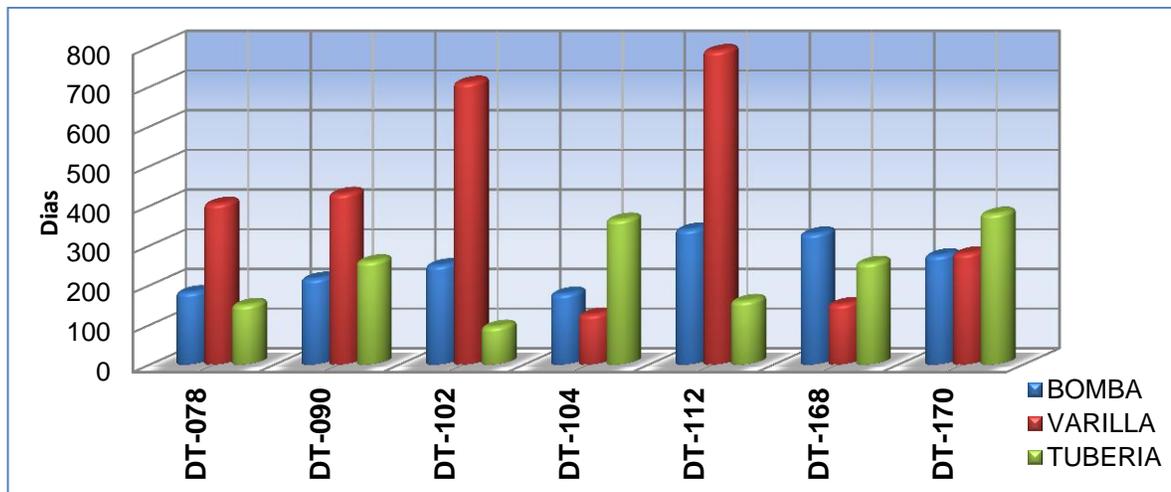
3. ANALISIS DEL PROBLEMA

Esta etapa del proceso está enfocada a una identificación clara y rigurosa del problema, para ello se procede a determinar el Run life de los equipos PCP críticos del campo Dina Terciarios para identificar los síntomas de las fallas y determinar la criticidad de los eventos. (Anexo C Análisis RCA para pozos críticos del Campo Santa Clara).

Tabla 10. Duración de los equipos de fondo críticos en Dina Terciarios (2010- 2011)

POZO DT	TIPO DE BOMBA	RUN LIFE	PROMEDIO	VARILLA	TUBERÍA
78	GEREMIA24-40-1500	200	187,5	405	175
	TIERRA ALTA 55-1600	175			
90	24.40-1500 NBRA	290	260	430	230
	BMW 95-6000/200-700	230			
102	400TP1800	380	250	710	95
	NOV 44-1800	120			
104	22-40-2.500 NBRA	200	190	126	365
	400- TP-1800	180			
112	24-40-1500 NBRA	390	340	790	160
	300TP1800 PCM	290			
168	WTF BMW 113 1200 (710 4100)	270	373	152	265
	PCM 600TP1200 4" N.U	356			
170	120TP2000 3	410	340	280	380
	BMW INSERTABLE 10-1600 (23-35-300 AY)	360			

Gráfico 3. Duración de equipos de fondo PCP críticos de Dina Terciarios.



Fuente: Autores

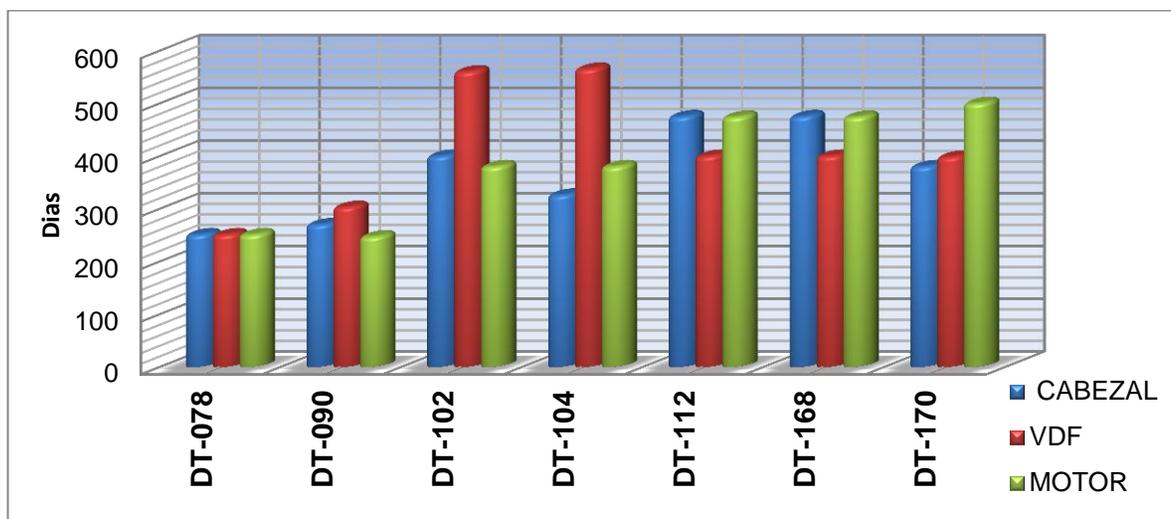
En el análisis del Run life del equipo de fondo o BHA (Ver gráfico N° 3) el pozo DT 078, es aquel que presenta el Run life de bomba más corto con tan solo 187,5 días de duración esto ocurre cuando no existe un estudio completo y detallado de las características de los fluidos que aporta el pozo y su compatibilidad con el elastómero, esto es importante para conocer el tipo de elastómero a utilizar y el tratamiento químico adecuado para inhibir la corrosión sin que este producto afecte la calidad y el desempeño del elastómero.

En el grafico N° 3 el pozo DT 112 es aquel que presenta el Run life de varillas más prolongado; sin embargo este valor se encuentra por debajo de lo establecido por el fabricante de 1440 días, esta excelente duración de las varillas en comparación a la de los demás pozos se debe a que el pozo en su estado mecánico presenta varilla continua Corod Ser 6, excelente para ambientes corrosivos y eficaz a la hora de distribuir las cargas a lo largo de la sarta de tubería, lo que reduce considerablemente el desgaste varilla - tubería .

Tabla 11. Duración de equipos de superficie críticos en Dina Terciarios (2010-2011)

POZO DT	DURACIÓN (días)		
	CABEZAL	VDF	MOTOR
078	251	251	251
090	217	303	247
102	400	560	380
104	326	565	565
112	475	400	474
168	350	510	350
170	380	398	500

Gráfico 4. Duración de equipos de superficie en PCP críticos de Dina Terciarios.



Fuente: Autores

En el análisis del Run life de los equipos de superficie se destacan los pozos DT 102 y 104, los cuales presentan una buena duración en el motor, VDF y cabezal, posiblemente debido al buen diseño realizado por parte de los ingenieros a cargo de éste campo.

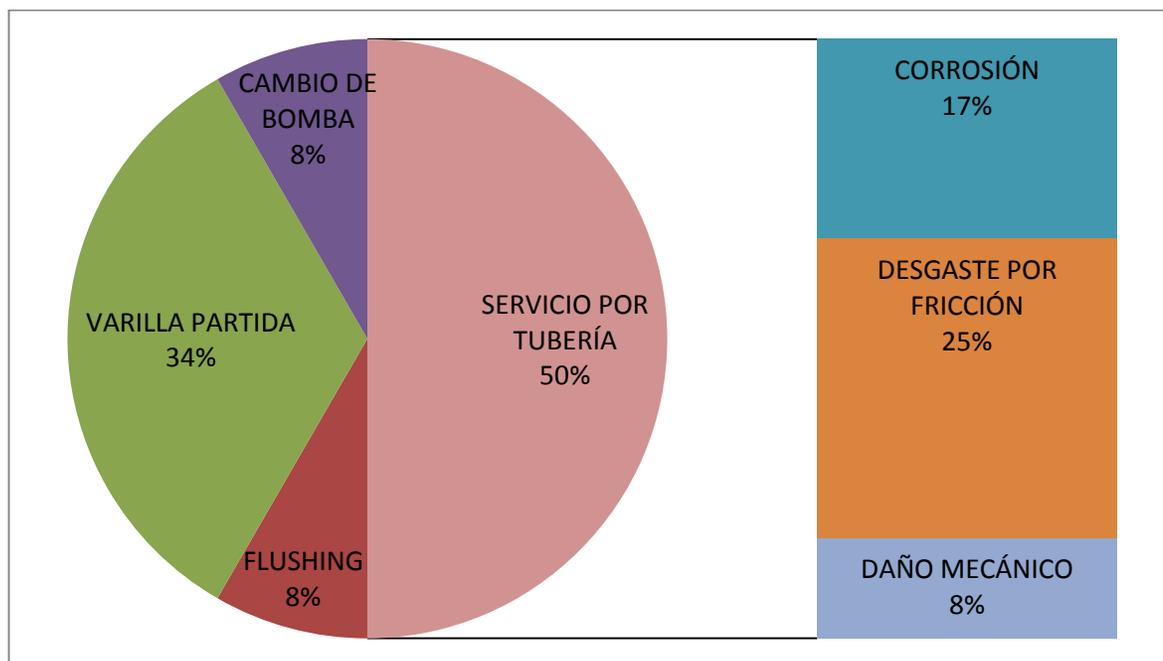
3.1 ANALISIS DE FALLAS EN POZOS CRÍTICOS PARA EL CAMPO DINA TERCIARIOS PARA EL AÑO 2010

En este año se intervinieron 6 pozos críticos DT-78, 90, 102, 104, 112, y 170, en total se realizaron 12 servicios, divididos de la siguiente manera: 4 de ellos corresponden a equipos de varilleo, 8 a trabajos con equipos de Workover.

INTERVENCIONES REALIZADAS EN LOS POZOS CRÍTICOS PARA EL AÑO 2010		
SERVICIOS	CANTIDAD	PORCENTAJE
TUBERÍA	6	50%
VARILLA	4	34%
BOMBA	1	8%
FLUSHING	1	8%

Fuente: Autores

Gráfico 5. Fallas presentadas en los pozos críticos de Dina Terciarios en el año 2010



Fuente: Autores

El análisis gráfico de fallas es claro, un 50% de las intervenciones totales a los pozos críticos es ocasionada por falla en tubería, esto equivale a 6 trabajos

efectuados en 6 pozos, esto quiere decir que los pozos están demandando un servicio por tubería cada uno al año; con estos datos se creó un indicador conocido como índice de severidad, el cual relaciona las intervenciones realizadas a los pozos con el total de pozos que demandaron este servicio. Este indicador se visualiza en la siguiente ecuación:

$$\text{ÍNDICE DE SEVERIDAD ANUAL} = \frac{\text{NUMERO DE INTERVENCIONES}}{\text{POZOS INTERVENIDOS}}$$

$$\text{ÍNDICE DE SEVERIDAD ANUAL} = \frac{12 \text{ SERVICIOS POR TUBERIA}}{6 \text{ POZOS INTERVENIDOS}}$$

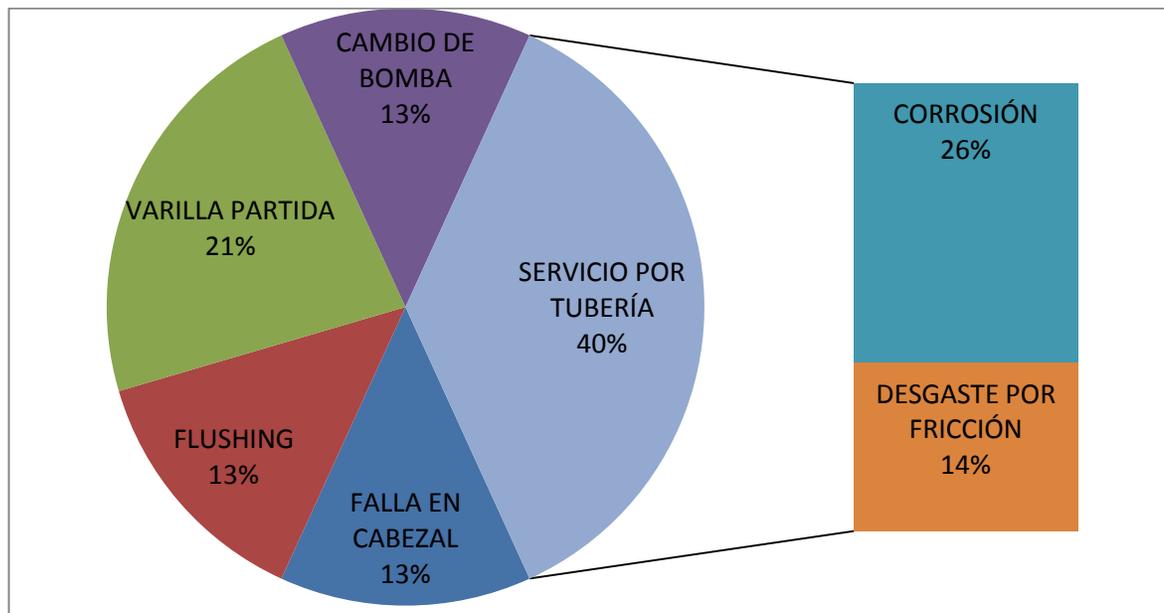
$$\text{ÍNDICE DE SEVERIDAD ANUAL} = 2 \frac{\text{intervenciones a pozo}}{\text{año}}$$

La ecuación arroja como resultado para el 2010 un valor de 2 intervenciones a pozo/año.

3.2 ANALISIS DE FALLAS EN POZOS CRÍTICOS PARA EL CAMPO DINA TERCIARIOS PARA EL AÑO 2011

En este año se intervinieron 7 pozos críticos DT-78, 90, 102, 104, 112, 168 y 170, puesto que el número de pozos intervenidos se aumenta, se tiene un incremento significativo de los servicios a pozo al pasar de 13 servicios en el año 2010 a un total de 23 servicios en el año 2011.

Gráfico 6. Fallas presentadas en los pozos críticos de Dina Terciarios en el año 2011



Fuente: Autores

INTERVENCIONES REALIZADAS EN LOS POZOS CRÍTICOS PARA EL AÑO 2011		
SERVICIOS	CANTIDAD	PORCENTAJE
TUBERÍA	9	40%
VARILLA	5	21%
BOMBA	3	13%
CABEZAL	3	13%
FLUSHING	3	13%

Fuente: Autores

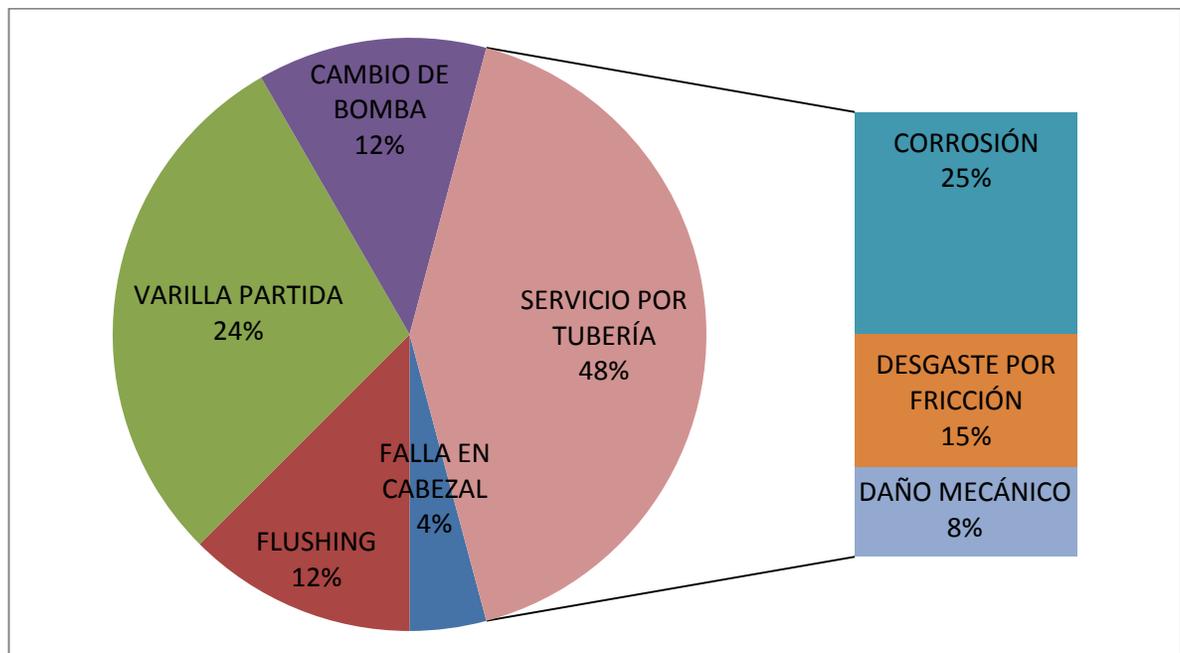
La distribución de trabajos se dividió de la siguiente forma: El 40% del total de las intervenciones corresponden a falla en tubería, el 21% se realizaron por varilla partida el 13% restante se realizó por cambio de bomba, finalmente se efectuaron 3 servicios a superficie, debido a daño en los rodamientos del cabezal.

Para este año el índice de severidad anual calculado es de 3,3 intervenciones a pozo/año

3.3 ANALISIS DE FALLAS EN POZOS CRÍTICOS PARA EL CAMPO DINA TERCIARIOS PARA EL AÑO 2012

En este año se intervinieron 7 pozos críticos DT-78, 90, 102, 104, 112, 168 y 170, que presentan 24 servicios en equipo de fondo y superficie.

Gráfico 7. Fallas presentadas en los pozos críticos de Dina Terciarios en el año 2012



Fuente: Autores

INTERVENCIONES REALIZADAS EN LOS POZOS CRÍTICOS PARA EL AÑO 2012		
SERVICIOS	CANTIDAD	PORCENTAJE
TUBERÍA	10	48%
VARILLA	7	24%
BOMBA	3	12%
CABEZAL	1	4%
FLUSHING	3	12%

Fuente: Autores

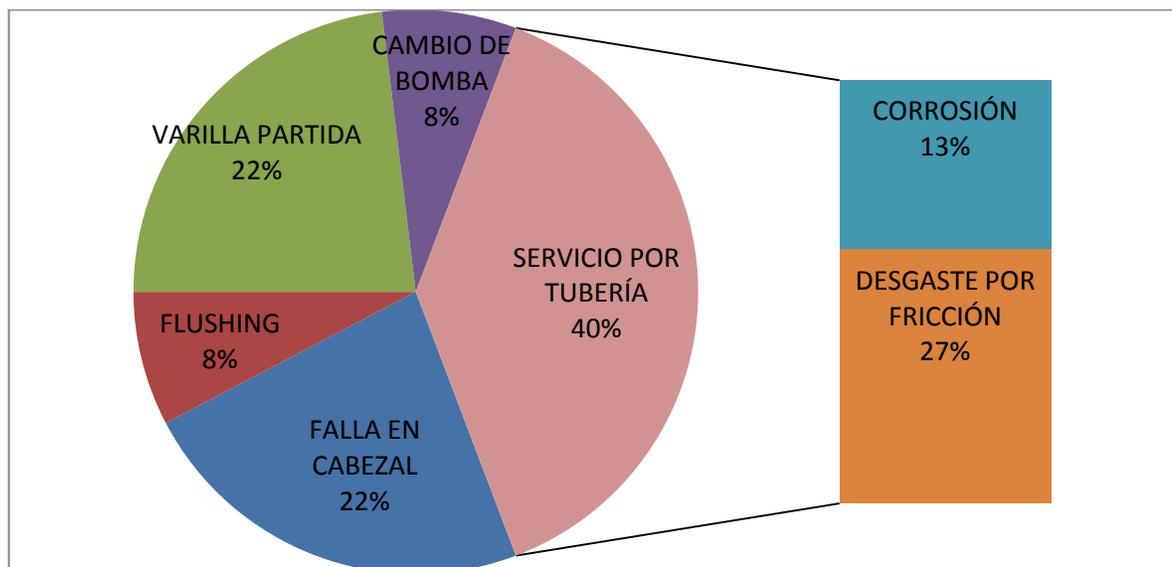
En el análisis gráfico, se observa que aquellos servicios asociados a varilla y tubería aumentaron en un 3% y 8% respectivamente con relación al periodo anterior lo cual evidencia la ineficacia de los procedimientos y trabajos realizados para disminuir este tipo de eventos, no obstante es considerable el gran aumento que presentaron los servicios por tubería de los cuales el 48% se realizaron por tubería rota, el 24% por varilla partida y el 16% restante por fuga del cabezal y servicios por flushing o arenamiento de la bomba.

Para este año el índice de severidad calculado es de 3,4 intervenciones a pozo/año en 2012.

3.4 ANALISIS DE FALLAS EN LOS POZOS CRÍTICOS DE DINA TERCIARIOS PARA EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE ENERO-NOVIEMBRE DEL 2013

En este periodo se intervinieron 7 pozos críticos DT-78, 90, 102, 104, 112, 168 y 170.

Gráfico 8. Fallas presentadas en los pozos críticos de Dina Terciarios en el año 2013



Fuente: Autores

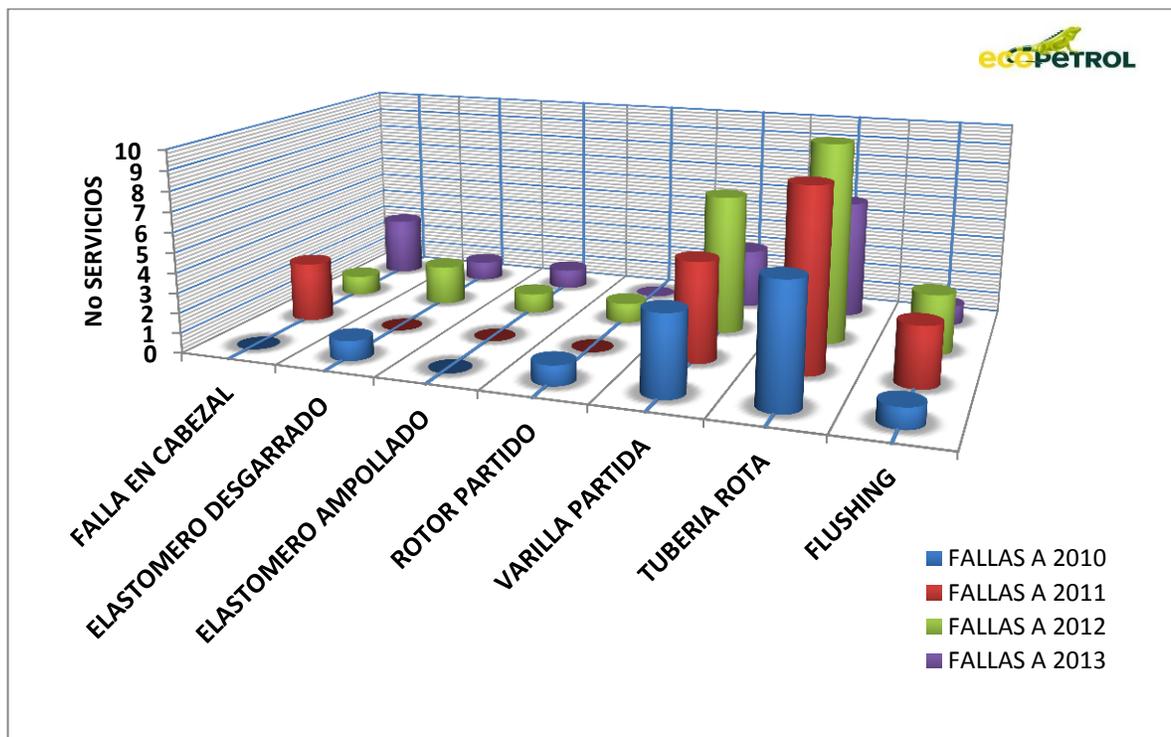
INTERVENCIONES REALIZADAS EN LOS POZOS CRÍTICOS PARA EL PERIODO 2013		
SERVICIOS	CANTIDAD	PORCENTAJE
TUBERÍA	6	40%
VARILLA	3	22%
BOMBA	1	8%
CABEZAL	3	22%
FLUSHING	1	8%

Fuente: Autores

Para este periodo las mejoras implementadas por el equipo de confiabilidad de la SOH, en conjunto con el equipo de TDA SUPPLY & SERVICE S.A logran minimizar de forma satisfactoria las fallas y con ello el índice de severidad opero con un valor de 2 intervenciones a pozo/año, obteniendo resultados poco favorables, por lo cual se requiere un análisis mucho más preciso que logre identificar la causa real del origen de estas fallas.

A continuación se presenta un resumen de los eventos de falla presentados durante los periodos comprendidos entre enero del 2010 hasta noviembre del 2013 para los pozos críticos DT-78, 90, 102, 104, 112, 168 y 170.

Grafico 9. .Resumen de eventos de falla pozos críticos del Campo Dina Terciarios (2010-2013)



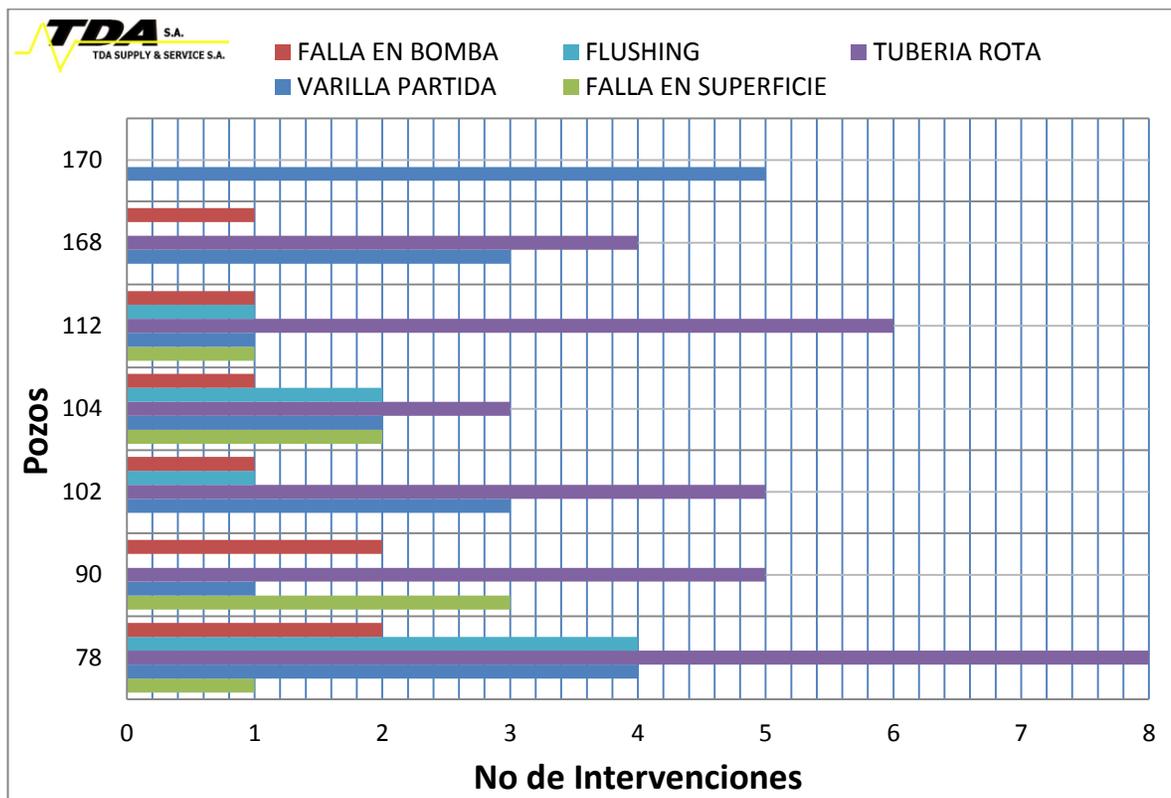
Fuente: Autores

3.5 CLASIFICACIÓN DE LAS FALLAS

En esta fase del proyecto se debe hacer una descripción breve, pero completa, del problema en estudio, se recomienda describir todas las formas en las cuales se ha manifestado el problema Si es necesario, se debe elaborar un esquema como un diagrama o con cualquier apoyo grafico que dé a entender todos los aspectos del mismo.

A continuación se presenta el resumen completo de todos los modos fallas que se presentaron los pozos críticos. **(DT-78, 90, 102, 104, 112, 168 y 170)** y su respectiva clasificación según el tipo de falla.

Grafica 10. Causa de falla en PCP críticos en el Campo Dina Terciarios (2010- 2013)



Fuente: Autores

En total se presentaron 73 eventos de los cuales el 90% ocurrió en el equipo de fondo con un total de 31 servicios por Tubería, seguidos por 19 servicios por ruptura de varilla, 8 servicios por cambio de bomba y 8 servicios por lavado o pega de la bomba (Flushing). Al igual que en fondo, en superficie también se presentaron 7 eventos por falla en el motor y en el cabezal del pozo.

4. JERARQUIZACIÓN DE PROBLEMAS.

El proceso de jerarquización requerirá determinar el impacto por cada modo de falla. Para calcularlo se suman los costos de reparación de cada falla y los costos de pérdida de oportunidad por la producción diferida.

Se debe tener en cuenta que durante el tiempo que duró el proyecto la información conseguida sobre la duración de parada de los pozos fue deficiente debido a que no se llevaba un buen control de esta variable, puesto que el análisis se ha centrado en los pozos que contaban con la información necesaria.

Para este capítulo se fija un periodo para la frecuencia de fallas de un año y se cuantifican los eventos en dólares/año.

Tomando como referencia el precio de 65 \$US por barril de un crudo con 20° API y una pérdida total de producción de **2393 barriles de crudo** en el año 2012 para los pozos críticos **DT-78, 90, 102, 104, 112, 168 y 170** del campo Dina Terciarios se tiene un costo total de **155.545 \$US** por diferidas de producción (En promedio 4 días de servicio).

Sin embargo si a este valor les sumamos los costos por servicios de mantenimiento con unidades de varilleo y equipos de workover el valor se incrementa a **1.266.985 \$US por año.**

Para este cálculo se debe tener en cuenta:

- El costo de un barril de crudo de 20 °API en el mercado internacional.
- Horas que duró el servicio a pozo
- Costos por hora de la unidad (Equipo Workover, Flush-by o Unidad de Varilleo).
- Días que duro el pozo parado (diferidas de producción.)

A continuación se analizan los costos que representan los servicios a los 7 pozos más problemáticos del campo Dina Terciarios teniendo en cuenta los precios por, alquiler del equipo, mantenimiento y diferidas de producción para el periodo 2012.

Para determinar el impacto por cada modo de falla a manera de ejemplo se realizó el análisis para el pozo DT-102 que presento tubería rota el día 17 de Mayo del año 2012 (Ver Tabla 12).

Pozo: DT 102

Descripción del evento: El pozo DT-102 presento tubería rota a 3390 en la junta 110

Servicio por tubería rota: 745 Dólares/hora (equipo Workover)

Costo total de un servicio= (Costo por servicio de workover x Duración del servicio) + (Producción Diferida BOPD x \$65 US)

Costo de Servicio: (\$745 US X 96horas) + (50 BOPD x \$65 US x 4DIAS)

Costo Total del servicio por varilla partida: (71520 + 13000) \$US = \$ 84.520 US

Tabla 12 Costos por intervenciones a los pozos críticos del campo Dina Terciarios para el periodo 2012

POZO DT	BOPD	SERVICIO	HORAS PARADAS	DIAS DE DIFERIDA	COSTO POR HORA	COSTO EQUIPO \$US	COSTO DIFERIDAS \$US	COSTOS TOTALES \$US
102	50	Tubería rota	96	4	745	71520	13000	84520
	55	Tubería rota	96	4	745	71520	14300	85820
104	16	Tubería rota	72	3	745	53640	3120	56760
112	70	Tubería rota	96	4	745	71520	18200	89720
	70	Varilla partida	72	3	380	27360	13650	41010
	70	Tubería rota	96	4	745	71520	18200	89720
	70	Tubería rota	72	3	745	53640	13650	67290
168	10	Tubería rota	120	5	745	89400	3500	92650
	15	Tubería rota	48	2	745	35760	2925	56565
78	20	Bomba	96	4	745	71520	5200	76720
	20	Flushing	24	1	525	12600	1300	13900
	20	Varilla partida	72	3	380	27360	3900	31260
	20	Flushing	24	1	525	12600	1300	13900
	18	Varilla partida	48	2	380	18240	2340	20580
	18	Bomba	96	4	745	71520	4680	76200
	18	Flushing	24	1	525	12600	1170	13770
90	16	Tubería rota	96	4	745	71520	4160	75680
	16	Cabezal	24	1	50	1200	1040	2240
	16	Bomba	96	4	745	71520	4160	75680
	16	Tubería rota	120	5	745	43200	5200	48400
170	40	Varilla partida	72	3	360	25920	7800	33720
	40	Varilla partida	72	3	360	25920	7800	33720
	40	Varilla partida	48	2	625	35760	5200	40960
TOTAL DE SERVICIOS			23	COSTOS TOTALES \$ US		1.111.440	155.545	1.266.985
PERDIDAS DE PRODUCCION POZOS CRÍTICOS DT: 7%								

Fuente: Autores

4.1 MATRIZ DE VALORACION DE RIESGOS (RAM)

La primera decisión que se debe tomar para la aplicación de la metodología análisis causa raíz es la clasificación de la falla teniendo en cuenta una matriz de riesgos creada por Ecopetrol S.A. y adecuada a sus necesidades, en la cual se ubican los acontecimientos dependiendo de su consecuencia para la salud, el ambiente, la parte económica y la imagen de la empresa.

La clasificación se hace de acuerdo con los parámetros establecidos en la Matriz RAM para mantenimiento de la SOH (Ver Figura N° 13), La Matriz permite evaluar cada evento en función del Impacto y Frecuencia de Ocurrencia.

Es tarea del ingeniero de confiabilidad aprobar o no la clasificación del reporte inmediato de falla, con relación a su impacto real, y deberá solicitar el tipo de análisis arrojado por la clasificación.

Figura 13. La Matriz RAM para mantenimiento de la SOH

CONSECUENCIAS POTENCIALES				PROBABILIDAD					
Personas	Económica (en dólares)	Ambiental	Imagen de la Empresa	No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en ECOPETROL	Sucede varias veces por año en Ecopetrol	Sucede varias veces por año en el distrito	
				A	B	C	D	E	
Una o más fatalidades	Grave > 10 Millones	Masivo	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente parcial o total	Severo 1-10 millones	Mayor	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temp. > 1 día	Importante 100 mil - 1 millón	Localizado	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión menor no incapacidad	Marginal 10 mil-100 mil	Menor	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión leve primeros auxilios	Leve < 10 mil	Leve	Interna	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	0	N	N	N	N	N

Fuente: Ecopetrol

Los impactos se han clasificado de tal forma que se puedan evaluar de 0 a 5, siendo 0 el de menor impacto y 5 el de mayor impacto. Así mismo, la probabilidad de ocurrencia se ha dispuesto para ser evaluada desde la A hasta la E, siendo A, la menos frecuente y E la más frecuente.

Los tipos de análisis se describen a continuación:

Figura 14. Clasificación de fallas según la matriz RAM

COLOR	RIESGO	INVESTIGACIÓN DE INCIDENTES
VH	Muy Alto	Equipo Investigador nombrado por Gerente. Se debe reportar al Vicepresidente en las 8 horas siguientes
H	Alto	
M	Medio	Equipo Investigador nombrado por Jefe de Departamento. Se debe reportar al Gerente en las 24 horas siguientes
L	Bajo	Equipo Investigador nombrado por el Coordinador se debe reportar al Jefe de Departamento.
N	Ninguno	Equipo investigador por Supervisor operadores, se debe reportar a Coordinador.

Análisis tipo N y L (1): (incidente y/o evento de potencial bajo), requiere del completo diligenciamiento del reporte de falla por parte del responsable del área o activo.

Análisis tipo M, H y/o VH (2): (incidente y/o evento de potencial medio-alto-muy alto), requiere la conformación de un equipo de investigación o equipo RCA, para hacer el reporte de falla completo y cargarlo en la plataforma de gestión del departamento de mantenimiento.

4.1.1 Fallas con impacto N o L.

Para estas fallas se busca la solución de las desviaciones con el personal involucrado en el proceso de corrección (mantenimiento correctivo). La intención es escuchar directamente al técnico quién conoce en un grado mayor de detalle el funcionamiento de cada equipo y cada uno de los modos de falla que puede presentar.

El reporte y análisis preliminar de falla está a cargo del técnico de cada especialidad. El supervisor debe validar y velar por la transferencia de información desde los técnicos hacia el ingeniero de confiabilidad, por medio del cargue del reporte en la herramienta de gestión Open Wells.

Con base en los reportes de falla, se deben identificar malos actores y generar planes de acción para disminuir recurrencia de los eventos, esto está a cargo del líder de confiabilidad.

4.1.2 Fallas con impacto M o mayor.

Cuando se presentan este tipo de fallas, se debe hacer un análisis de causa raíz de falla, RCA de inmediato.

Es función del coordinador del grupo de confiabilidad, establecer el grupo interdisciplinario para la ejecución del RCA y designar el líder del análisis.

Los siguientes aspectos deberán ser considerados para la selección del equipo RCA formal:

El Líder del equipo RCA deberá ser una persona con amplio conocimiento en el equipo o proceso donde se presentó el evento o problema. Igualmente, deberá conocer los principios de la técnica RCA.

En cada análisis estará presente un facilitador conocedor de la metodología de análisis y del proceso RCA, quien será además responsable de la documentación del análisis.

El grupo debe ser multidisciplinario. Se pueden incluir personal del área administrativa, operaciones, técnicos, coordinadores, ingenieros, inspectores, diversos especialistas, proveedores, etc.

Para nuestro estudio debido alto impacto económico que se ve reflejado en el campo Dina Terciarios, dejando de percibir **US\$ 1.266.985 \$US** anuales y con un total de **23 servicios** de varilleo, y workover (**> 10 veces por año**) se determinó mediante la matriz RAM la criticidad del problema en el periodo comprendido entre enero y diciembre del 2012.

Tabla 13.Matriz de riesgos RAM

CONSECUENCIAS							PROBABILIDAD				
							A	B	C	D	E
Personas	Económica costo de reparación	Ambiental	Clientes	Imagen de la empresa	Pérdidas de producción por campo		1 vez cada 5 años o mas	1 vez cada 3 años	Ocurre entre 1 y 3 veces al años	Ocurre entre 4 y 10 veces al años	Ocurre más de 10 veces al año
Una o más fatalidades Nota1	Grave >1.000.000	contaminación Irreparable	Veto como proveedor	Internacional	>15% Producción diaria	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente (parcial o total)	Severo US 100.000-1.000.000	Contaminación Mayor	Perdida de participación en el mercado	Nacional	8- 15% Producción diaria	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temporal(>1 día)	Importante US 10.000-100.000	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	5-8% Producción diaria	3	N	L	M	H	H
Lesión menor(sin capacidad)	Marginal US 1.000-10.000	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2-5% Producción diaria	2	N	N	L	M	M
Lesión leve (primeros auxilios)	Leve<US 1.000	Efecto Leve	Incumplir especificaciones	Interna	<2% Producción diaria	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún Efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	Ninguna	0	N	N	N	N	N

N	Despreciable	Reporte de falla	M	Media	Análisis de causa raíz RCA
L	Baja		H	Alta	
			VH	Muy alta	

La clasificación según la matriz RAM cuyo valor es de H nos determina que se requiere la conformación de un equipo de investigación o equipo RCA para hacer un análisis de causa raíz, de manera inmediata.

4.2 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE FALLAS EN MANTENIMIENTO

Para desarrollar el análisis RCA se requiere de métodos cuantitativos y cualitativos que mediante procedimientos buscan extraer de los datos la máxima información posible para conocer lo que hay y sucede para posteriormente poder explicar y comprender la razón de un problema.

4.2 1.MÉTODO CUANTITATIVO PARA EL ANÁLISIS DE FALLA.

Los métodos cuantitativos para el análisis de falla se basan en el estudio de la estadística e indicadores asociados al proceso evaluado, siendo usual el empleo de modelos matemáticos rigurosos y de gráficas para la presentación y análisis de los datos.

4.2.2. ANÁLISIS DE PARETO.

Para este análisis se necesitan los eventos de falla obtenidos anteriormente y con ellos se filtran aquellos servicios que se presentan con mayor frecuencia, mediante la aplicación del método de medición de falla cuantitativo (Pareto), se pueden detectar los problemas que tienen más relevancia, mediante el principio de la regla 80/20 donde se cita que hay muchos problemas sin importancia (80% de los problemas) con respecto a una mínima cantidad de problemas graves (20% de los problemas) esto sirve como indicio para definir el mal actor presentado con mayor frecuencia en el sistema, y poder organizar y trabajar las fallas en el RCA.

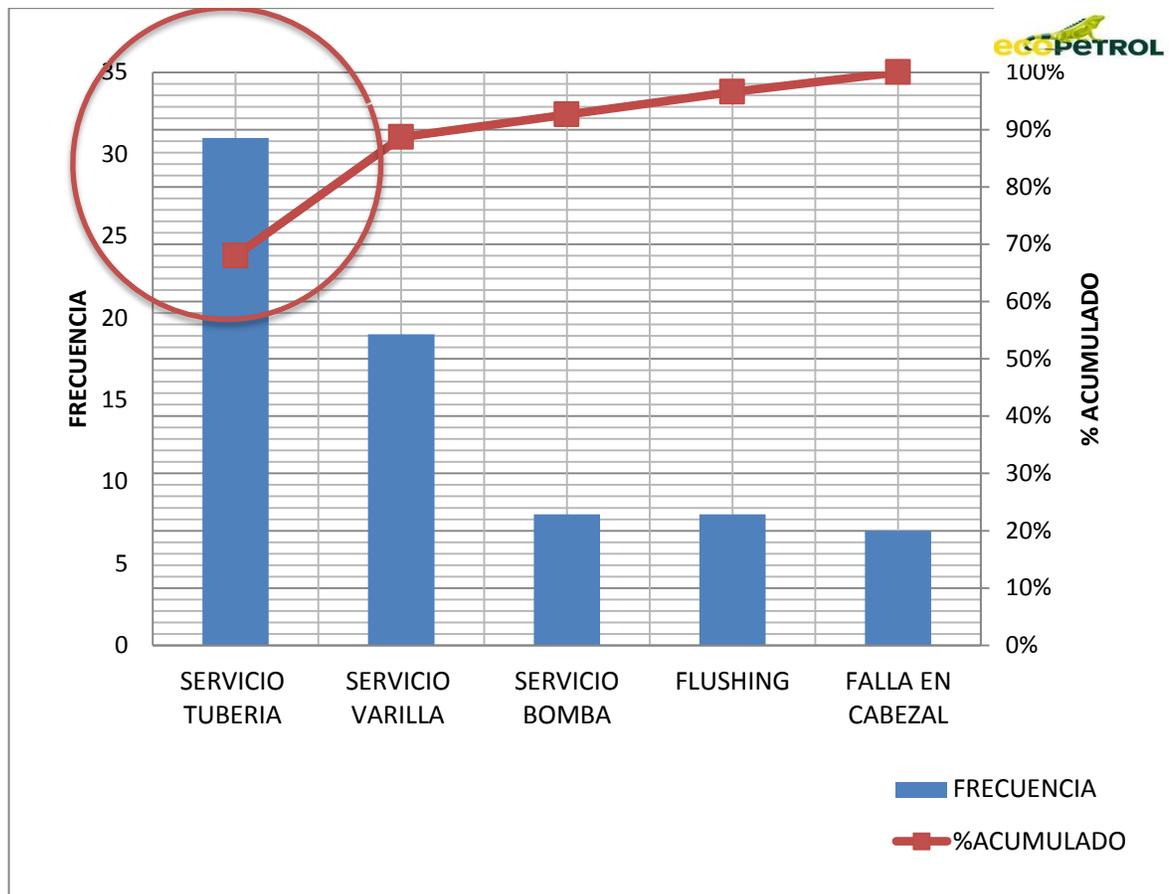
OBJETIVOS DEL ANÁLISIS DE PARETO.

El análisis de Pareto es una herramienta estadística de mantenimiento muy utilizada para la identificación de problemas crónicos y su aplicación solo está limitada por el ingenio del analista, realizarlo tiene como objetivo:

- Identificar oportunidades para llevar a cabo mejoras.
- Identificar los sistemas, equipos o elementos que están causando la mayoría de problemas a mantenimiento y producción.
- Buscar las causas principales de los problemas y establecer la prioridad de las soluciones.

En el diagrama de Pareto realizado para los pozos críticos del campo Dina Terciarios (Grafica 11) se requiere el total de los eventos de falla ocurridos (73 eventos) de los cuales se filtraron aquellos que representan el mayor número de paradas por servicios de mantenimiento (falla por tubería), que equivalen al 20% de los problemas (31 eventos) pero que tienen el 80% de importancia.

Grafica11. Diagrama de Pareto para los pozos críticos del Campo Dina Terciarios



Fuente: Autores

4.3 MÉTODO CUALITATIVO PARA EL ANÁLISIS DE FALLA.

Los métodos cualitativos para el análisis de falla, se aplican en la ingeniería de mantenimiento para encontrar las causas que originan las fallas en procesos, sistemas o equipos mediante técnicas de observación y verificación, entre otras.

El objetivo de este capítulo es determinar el origen de las causas físicas, humanas y latentes de una falla, la frecuencia con que se registra y el impacto que genera, por medio de un estudio minucioso de los factores, circunstancias y diferentes elementos que podrían mitigar o eliminar por completo la falla.

4.3.1 ANÁLISIS CUALITATIVO DEL POZO DT-102

A continuación se presenta un análisis cualitativo para un evento de falla que valdrá como ejemplo para presentar lo realizado con cada uno de los 31 eventos de falla (Ver Tabla 14).

Fecha del evento: 15 de Abril del año 2011

Pozo: DT 102

Descripción del Evento:

Se realiza servicio al pozo por posible tubería rota, se inició Inyectando en directa 50 bls de agua de formación a 1.8 bpm con 600 psi para el bombeo y la presión cae inmediatamente a 0 psi, durante el pulling de tubería 3-1/2" EUE con sistema PCP desde 3601 ft a 2400 ft se evidencian 42 juntas con 15% acanalamiento por fricción con varilla continua prorod 960M de 1", el punto de ruptura de la tubería está a 1836 ft.

A continuación se enuncian las principales hipótesis y causa raíz del evento

MODO DE FALLA: TUBERÍA ROTA POZO DT 102

CAUSA DE FALLA (Hipótesis)	Mala manipulación y transporte	Desgaste varilla tubería por dog leg alto	Corrosión por BSW elevado (97%)	Desgaste del material por abrasión de la arena
CAUSA RAIZ FISICA	Daño mecánico	Desgaste Varilla-tubería	Acanalamiento y corrosión	Desgaste abrasivo
CAUSA RAIZ HUMANA	Practica inadecuada	Juicio Equivocado (Omitir equipos)	Toma de atajos	Toma de atajos
CAUSA RAIZ LATENTE	Estándares inadecuados	Ahorro económico del Diseño	Almacenamiento inadecuado	Falta de materiales en bodega

Fuente: Autores

4.3.2 VALIDACION DE LAS HIPOTESIS

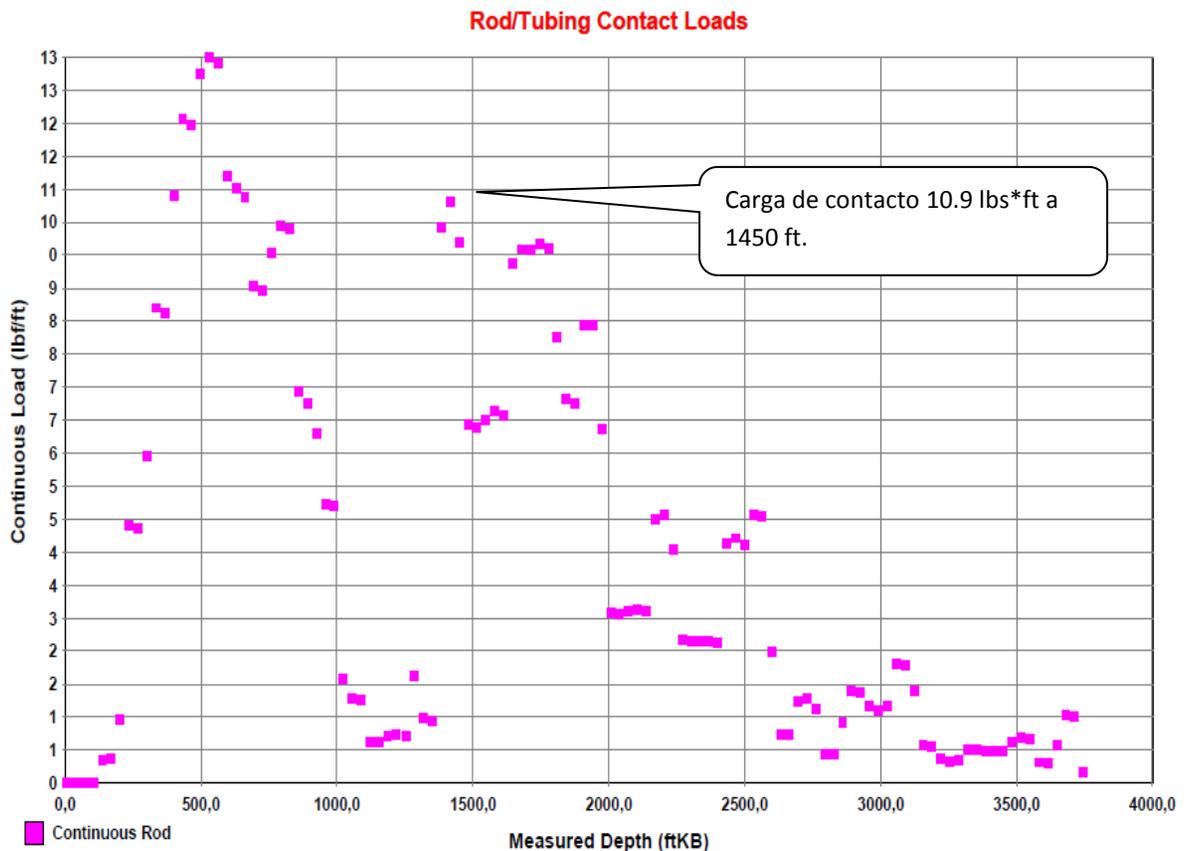
Según el informe de campo, la sarta de varilla continúa prorod 960M registra desgaste en los intervalos: 350-850 ft y 1250-1700 ft donde se presentan las máximas desviaciones en el pozo.

En los registros del servicio de pulling presentado el 15 de Abril del año 2011 la sarta de varillas presenta un desgaste del 2 al 9% en su diámetro (intervalo 350 - 1700 ft), con esta información no se puede descartar la posibilidad de que la rotura de la tubería se deba a un rozamiento excesivo de la sarta de varillas con la tubería de producción, hecho que excede la resistencia del material y lo rompe.

Mediante el diagrama de cargas (Grafica N° 12), se ilustran gráficamente los esfuerzos en lbs*ft generados por el contacto de la varilla continua PRO-ROD 1" 960M y la tubería de producción 3-1/2 EUE N-80 del pozo 102.

Gráficamente a 1450 ft se registra un valor de 13.3 lbs*ft esto en efecto, confirma nuestra causa raíz física, ya que en este punto, la carga de la varilla sobre la tubería es considerable debido a lo cual la tubería de producción falla.

Grafica 12. Distribución de Cargas de Contacto



Fuente: Ecopetrol S.A.

Para justificar esta hipótesis por fricción tenemos reportes fotográficos donde se observa el desgaste posterior a la rotura de la tubería a 1450 ft, estos registros nos permiten validar nuestra causa raíz debida a factores físicos.

Figura 15 .Prueba física de servicio por tubería rota en pozo DT 102



Fuente: Ecopetrol S.A.

La Figura N° 15 muestra la falla ocurrida el 15 de abril del año 2011, en la figura se observa la junta de la tubería N 63 con ruptura del material, producto del desgaste por fricción con la varilla continua PRO-ROD 960M. Con base en estas pruebas físicas se afirma que el mecanismo de falla presentado en el pozo DT 102 es por desgaste por fricción y la causa raíz física validada es por desgaste varilla-tubería.

Una vez encontradas las causas de los componentes físicos de la falla o raíces físicas se debe ir más allá y analizar las acciones humanas que desataron la cadena de causa-efecto que llevo a la causa raíz física, lo cual implica analizar por qué hicieron esto, si se debió a procedimientos incorrectos, especificaciones equivocadas o a falta de capacitación, lo cual puede sacar a la luz raíces latentes, es decir deficiencias en el gerenciamiento o en la infraestructura, que de no corregirse, pueden hacer que la falla se repita nuevamente.

Causa Raíz Humana: Aquí se encuentran todos los errores cometidos por el factor humano y que inciden directa o indirectamente en la ocurrencia de la falla, para nuestro evento el juicio equivocado es una razón válida para nuestra falla, esto debido a que se omitieron equipos como el rotador de tubería, que disminuye o mitiga el contacto de la tubería con la sarta de varillas.

Causa Raíz Latente: Aquí se determinan los defectos en el sistema administrativo como por ejemplo: la falta de procedimiento para arranque o fuera de servicio, personal de mantenimiento sin capacitación, procedimientos de operación inapropiado entre otros, para nuestro evento de falla tenemos que la causa raíz es atribuida al ahorro económico de los diseños, debido a la falta de elementos como rotadores de tubería, filtros de arena que se omiten, generando para Ecopetrol gastos innecesarios.

Tabla 14. Analisis cualitativo de los 31 eventos necesarios para el análisis RCA.

POZO	MODO DE FALLA	CAUSA RAIZ INMEDIATA	CAUSA RAIZ FISICA	CAUSA RAIZ HUMANA	CAUSA RAIZ LATENTE
102	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro Económico en el diseño
102	tubería rota	FUGA	Daño mecánico	Práctica inadecuada	Estándares inadecuados
102	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste Abrasivo del material	Falta de procedimiento	Falta de materiales en bodega
102	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño
102	tubería rota	CORROSIÓN	Corrosión	Toma de atajos	Almacenamiento inadecuado
90	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste Abrasivo del material	Juicio Equivocado	Falta de materiales en bodega
90	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste Abrasivo del material	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño
90	tubería rota	FUGA	Daño mecánico	Práctica inadecuada	Estándares inadecuados
90	tubería rota	CORROSIÓN	Corrosión	Toma de atajos	Almacenamiento inadecuado
90	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste Abrasivo del material	Falta de procedimiento	Falta de materiales en bodega
78	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño

78	tubería rota	FUGA	Daño mecánico	Práctica inadecuada	Estándares inadecuados
78	tubería rota	FUGA	Daño mecánico	Práctica inadecuada	Estándares inadecuados
78	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño
78	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste Abrasivo del material	Juicio Equivocado	Falta de materiales en bodega
78	tubería rota	CORROSIÓN	Corrosión	Toma de atajos	Almacenamiento inadecuado
78	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño
168	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño
168	tubería rota	CORROSIÓN	Corrosión	Toma de atajos	Almacenamiento inadecuado
168	tubería rota	CORROSIÓN	Corrosión	Toma de atajos	Almacenamiento inadecuado
168	tubería rota	CORROSIÓN	Corrosión	Toma de atajos	Almacenamiento inadecuado
168	tubería rota	FUGA	Daño mecánico	Falta de procedimiento	Estándares inadecuados
112	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño
112	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño

112	tubería rota	CORROSIÓN	Corrosión	Toma de atajos	Ahorro económico en el diseño
112	tubería rota	FUGA	Daño mecánico	Práctica inadecuada	Estándares inadecuados
112	tubería rota	FUGA	Daño mecánico	Práctica inadecuada	Falta de materiales en bodega
112	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño
104	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño
104	tubería rota	CORROSIÓN	Corrosión	Toma de atajos	Almacenamiento inadecuado
104	tubería rota	DESGASTE POR FRICCIÓN	Desgaste varilla- tubería	Juicio Equivocado	Ahorro económico en el diseño

Fuente: Autores

La tabla N 14 fue distribuida y agrupada por evento de falla crítico (falla en tubería), para los pozos críticos del campo Dina Terciarios.

5. ANÁLISIS DE CAUSA EFECTO MEDIANTE LA HERRAMIENTA ÁRBOL LÓGICO DE FALLAS

El árbol lógico de fallas (Anexo B Diagrama de Árbol Lógico de Fallas) es considerado una herramienta de la confiabilidad operacional que permite representar gráficamente las relaciones de causa y efecto que nos conduce a descubrir el evento indeseable y cuál fue la causa raíz del problema. En la práctica el equipo RCA es quién coloca los datos de una falla en forma lógica y comprensible, mostrando en un diagrama la toma de decisiones verificadas a través de preguntas que ayudan a guiar al grupo en busca de la respuesta correcta.

5.1 REALIZACION DEL ARBOL LOGICO DE FALLAS

La construcción del árbol lógico de fallas en un proceso requiere de una información clara, ordenada y precisa (Tabla 14) donde se validan cada una de las hipótesis de los 31 modos de fallas obtenidos del diagrama de Pareto, teniendo como referencia cada una de las causas de raíz físicas, humanas y latentes, para finalmente armar el árbol lógico de fallas de los equipos PCP críticos del campo Dina Terciarios (DT-78, 90, 102, 104, 112, 168 y 170).

5.1.1 NIVELES DEL ARBOL LOGICO DE FALLAS

Para solucionar definitivamente un problema se debe llegar a la verdadera causa que lo está generando; es por esto que el análisis de causa raíz tiene tres niveles de posibles causas.

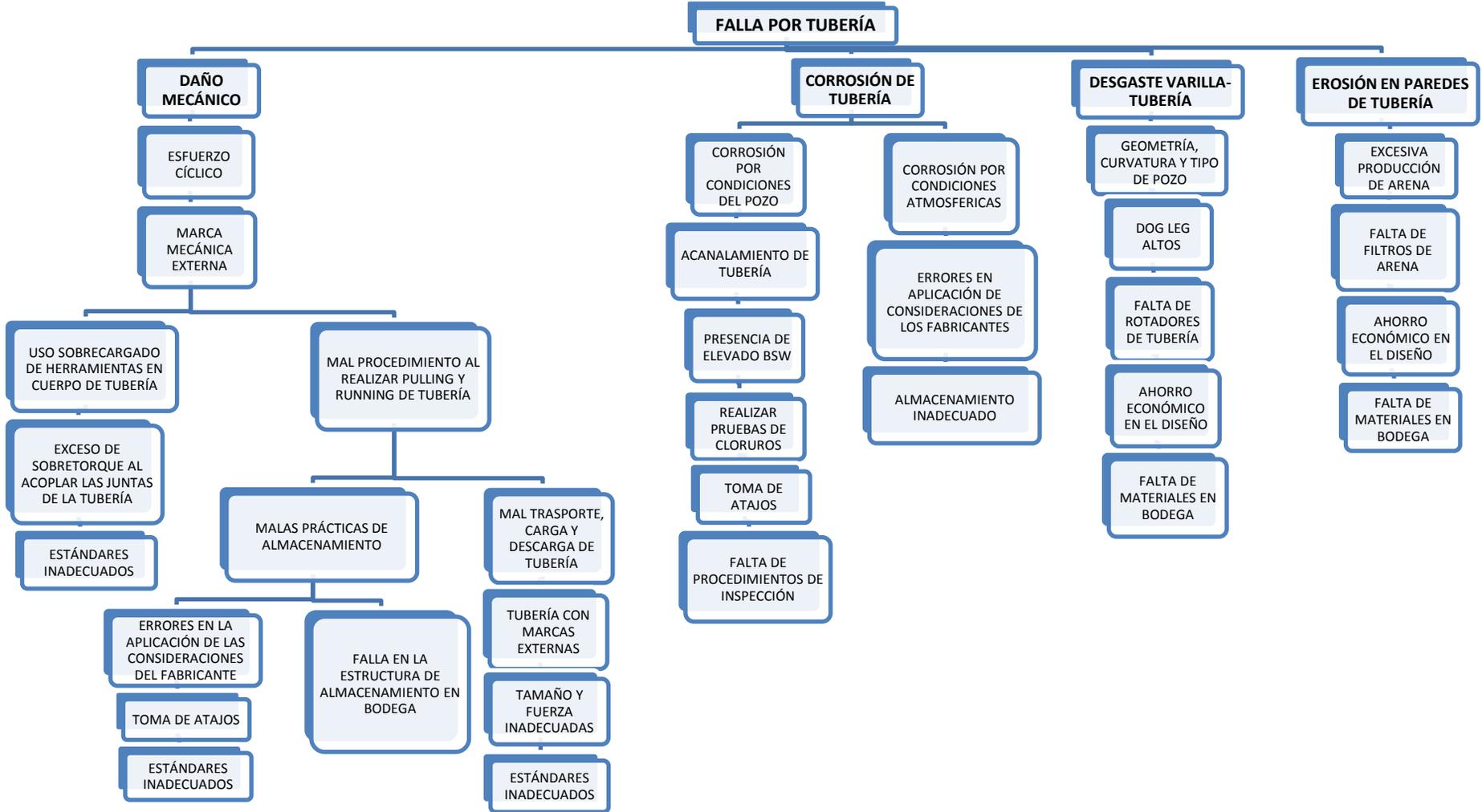
Causa Raíz Física: Reúne todas las situaciones o manifestaciones de origen físico que afectan directamente la continuidad operativa de los equipos o planta. En este nivel no se encontrara la causa raíz de la falla, sino un punto de partida para localizarla.

Causa Raíz Humanas: Aquí se encuentran todos los errores cometidos por el factor humano y que inciden directa o indirectamente en la ocurrencia de la falla, esta es una de las categorías en la que se podía encontrar la causa raíz.

Causa Raíz Latente: Todos aquellos problemas que aunque nunca hayan ocurrido son factibles su ocurrencia, entre ellos: falta de procedimiento para arranque o fuera de servicio, personal de mantenimiento sin capacitación, inapropiados procedimientos de operación entre otros.

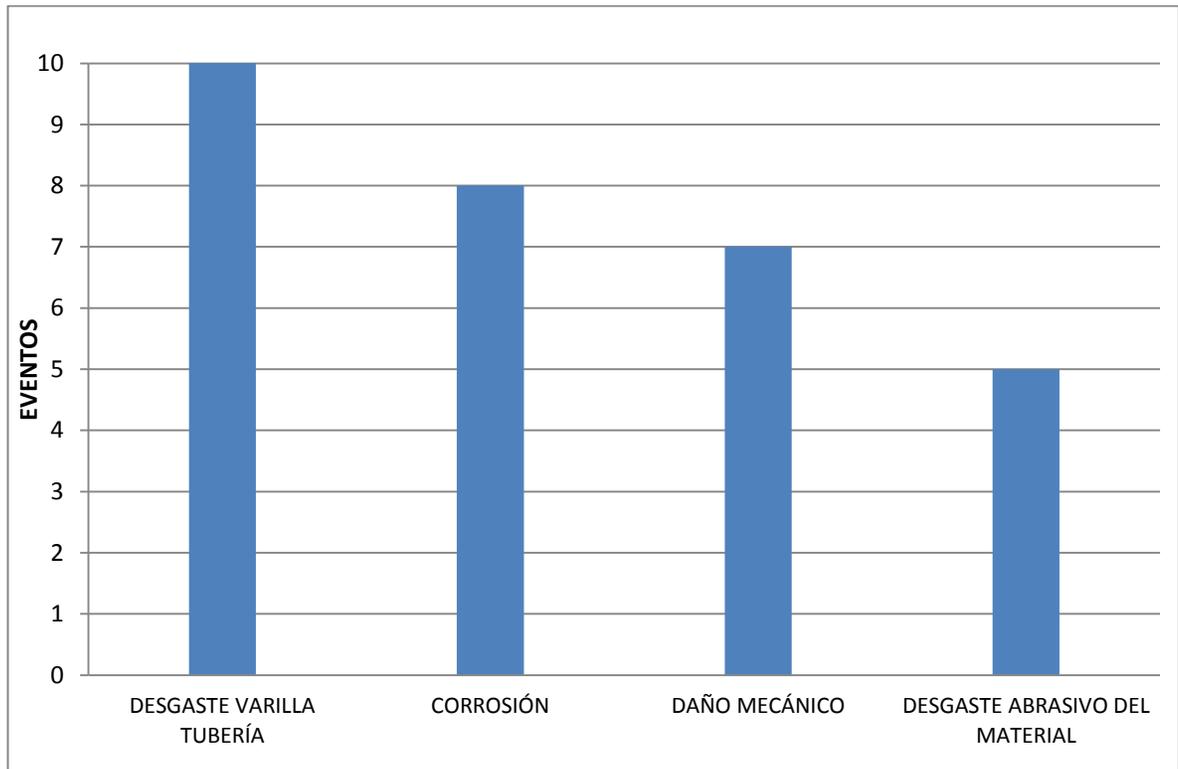
Figura 16. Arbol Logico DT

FALLAS EN EQUIPOS PCP CRÍTICOS DE DINA TERCIARIOS PERIODO 2010-2013



Realizado el Árbol lógico de fallas para los pozos críticos del campo Dina Terciarios se llega a los siguientes resultados los cuales son presentados mediante un análisis gráfico.

Grafica 13. Causa raíz por factores físicos



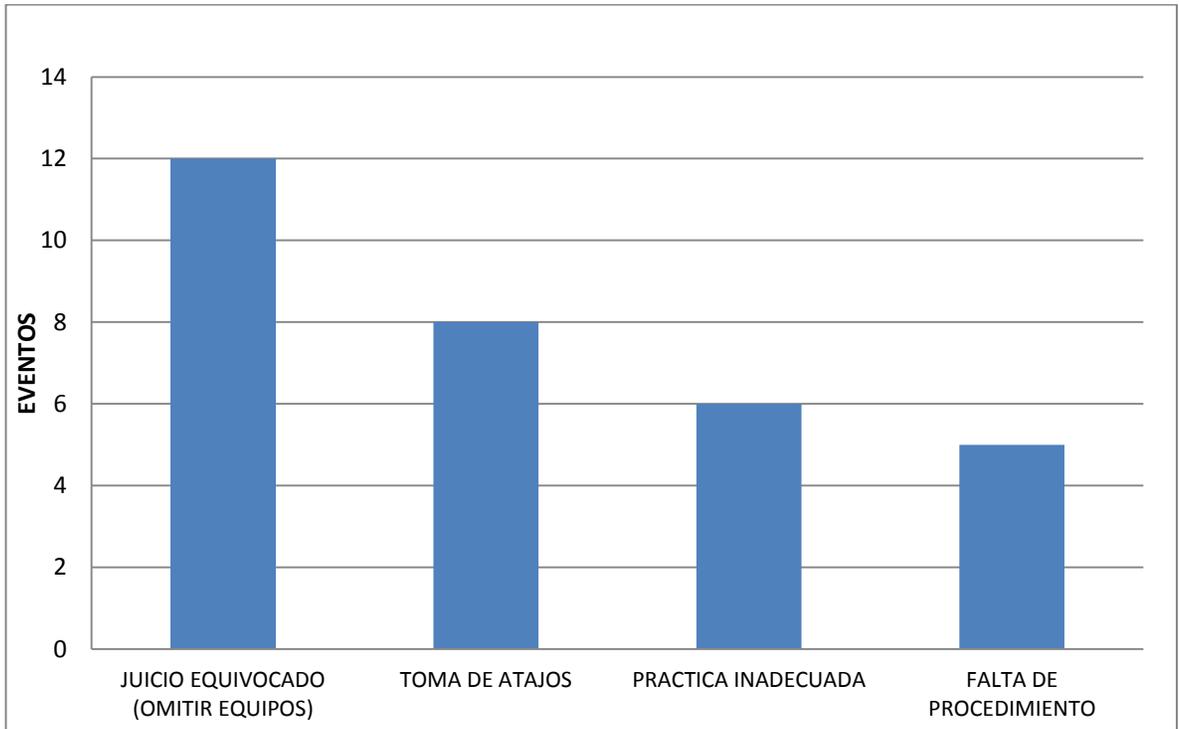
Fuente: Autores

Se llega a la conclusión de que la principal causa raíz física en pozo se da por desgaste de varilla -tubería y corrosión, causas que originan rotura del material, esto se presenta debido al constante desgaste de la varilla con la tubería de producción, que sumado con el elevado BSW y el no uso de rotadores de tubería, generan corrosión y desgaste por fricción en un mismo punto, llevando finalmente a la rotura de tubería.

En los survey de los pozos críticos el 80% de ellos tiene dog legs altos (DLS de 3.76°- 4.4 °/100ft) y el 70% de ellos no presentan rotadores de tubería, esta falla está generando múltiples servicios por rotura de tubería.

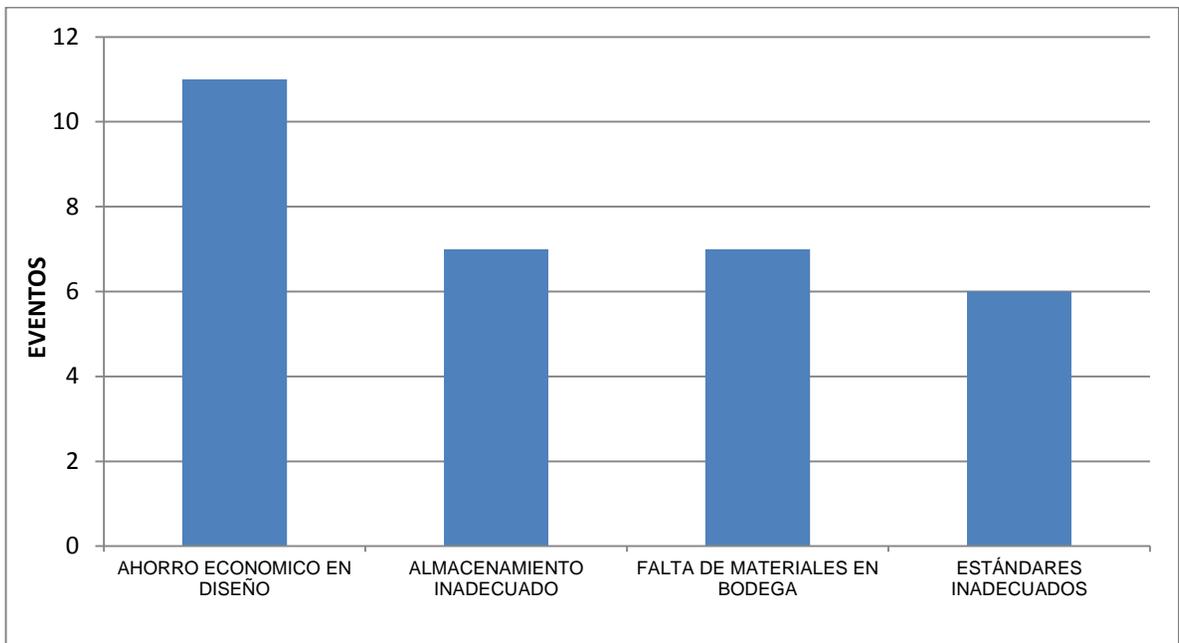
El daño mecánico es otro mecanismo de falla importante, este es ocasionado por mala manipulación y transporte de la tubería, parámetro que limita la resistencia y el esfuerzo del material, minimizando su eficiencia.

Grafica 14. Causa raíz por factores Humanos



Fuente: Autores

Grafica 15. Causa raíz por factores Latentes



Fuente: Autores

Como se observa en el gráfico N° 15 la principal causa raíz latente de las fallas en pozo se debe a la limitante económica existente en Ecopetrol lo cual lleva a tomar decisiones que no son las óptimas para el buen funcionamiento del sistema.

Es importante nombrar las malas prácticas del personal a la hora de manipular, almacenar y operar correctamente los materiales y equipos, estos procedimientos deben ser calificados y evaluados para evitar que el personal tome malas decisiones y con ello se logren mitigar las fallas.

5.2 CAUSAS LATENTES ENCONTRADAS

Las recomendaciones se formulan de acuerdo a las causas latentes encontradas en las fallas que presentaron los sistemas de levantamiento artificial PCP y están dirigidas a las personas que conforman el grupo de mantenimiento y confiabilidad de Ecopetrol S.A, mediante ellas se pretende solucionar el problema de forma definitiva, minimizando costos de mantenimiento y disminuyendo las pérdidas o diferidas de producción.

Tabla 15. Recomendaciones del análisis RCA

Causa raíz por factores latentes	Recomendaciones
Ahorro económico en el diseño del equipo de fondo del sistema PCP (varilla, tubería, bomba).	Evaluar el presupuesto destinado al diseño de equipos ya que es importante. el uso de elementos extras (rotadores de tubería, centralizadores de varilla) que logren mitigar las fallas.
Falta de materiales en bodega.	Implementar en bodega una base de datos actualizada de los materiales para tener un control y monitoreo de las actividades mucho más amplio y de los elementos faltantes.
Practica inadecuada sobre los procedimientos para el montaje, desmontaje de las varillas, tuberías y cabezales al momento de los servicios a pozo (que incluya exigencia de certificado).	Brindar una orientación más específica y poder exigir un mayor control en el proceso de montaje, desmontaje almacenamiento los equipos de fondo y superficie.
No existe una continua rutina de mantenimiento oportuno que involucre la revisión del equipo de fondo (varilla, tubería, bomba), en bodega.	Hacer cumplir una rutina de mantenimiento en bodega estructurada a los equipos de fondo y superficie, donde se planteen actividades periódicas de mantenimiento preventivo.

Fuente: Autores

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS RCA

6.1 CONCLUSIONES

- ✓ La revisión del archivo físico de los pozos del campo Dina Terciarios nos demuestra que la información de la base de datos del programa Open Wells no se encuentra completa por lo cual existen algunos baches de información donde fueron descartados registros de días y semanas, no obstante una comparación previa de reportes y estados mecánicos confirmaron las insuficiencias presentadas en la información, para después rectificarlos y así obtener veracidad en los resultados.
- ✓ Según el análisis estadístico de las fallas en los equipos de subsuelo de los pozos críticos del campo Dina Terciarios se tienen principalmente problemas por servicios de tubería, con valores que ostentan el 76% de las fallas. En segundo lugar se presentan problemas por varilla partida que aportan el 18% de las fallas, finalmente se tiene los servicios por cambio de bomba que solo aportaron a la estadística el 6% de las fallas.
- ✓ En el periodo 2012, se presentaron un total de 23 servicios (por equipo de fondo y superficie), los cuales causaron un total de 2393 barriles de crudo que se dejaron de producir representando actualmente \$ 155.545 Dólares (tomando un precio de barril de crudo igual a 65 dólares), cantidad que pudo haber sido invertida en proyectos de integridad de pozos con el fin de aumentar la confiabilidad de las herramientas de subsuelo.
- ✓ La producción de agua y las fallas en los equipos de subsuelo están ligadas al campo Dina Terciarios; el efecto del elevado BSW (90%) en los pozos críticos está generando altos problemas de corrosión que sumados al contacto de la sarta de varillas y la tubería ocasionando ruptura del material por fricción, siendo esta la principal causa de falla.
- ✓ El pozo DT-102 presenta un dog leg alto (3,76°/100 ft) registrado en un intervalo crítico de 1430ft -1745ft generando continuos servicios por cambio de varilla y tubería debido al contacto excesivo entre estas.
- ✓ En los pozos críticos del Campo Dina Terciarios se presentaron pocos servicios por cabezal, con un total del 6.5% de ocurrencia; se presentaron casos donde ocurre un deslizamiento de la barra lisa por una posible deficiencia en el torque aplicado a la grapa superior, ocasionando el contacto entre la grapa inferior y el prensa estopas, lo que causa un rozamiento y calentamiento en la superficie del prensa estopas dañando los empaques, produciendo desgaste y fugas del cabezal.

- ✓ Los principales problemas presentados en la bomba para los pozos críticos del campo Dina Terciario se presentaron por desgarre e hinchamiento del elastómero.
- ✓ El DT-78 requiere un mayor seguimiento y análisis de estudio, ya que presenta la mayor cantidad de fallas con relación a los pozos críticos DT-90, 102, 104, 112, 168 y 170, duplicando su valor con un total de 19 servicios ocurridos en los 3 periodos de estudio. siendo el pozo con menor actividad productiva del campo.
- ✓ la matriz de riesgos (RAM) fue el parámetro principal para aplicar el análisis RCA en este proyecto, basados en consecuencias que afectan principalmente a personas, perdidas económicas y de producción junto a la probabilidad de que se repita en un intervalo corto de tiempo, dando como resultado un tipo de riesgo alto (H).
- ✓ Los impactos asociados a la matriz riesgos (RAM) de Ecopetrol se han clasificado de tal forma que el impacto general asociado al periodo 2012, nos resulta un valor de 3 en la escala (siendo 0 el de menor impacto y 5 el de mayor impacto). Así mismo, la probabilidad de ocurrencia se ha evaluado y como resultado se obtiene la letra E (siendo A, la menos frecuente y E la más frecuente), clasificación que nos representa un valor de H, siendo esta una probabilidad alta (requiere un análisis RCA.).
- ✓ El diagrama de Pareto fue la herramienta estadística más acertada para definirla la principal causa de los servicios realizados en los campos (pozos críticos del Campo Dina Terciarios la causa principal falla fue por tubería rota, en los pozos críticos del Campo Santa Clara la causa principal falla fue por varilla partida).
- ✓ El 70% de las fallas ocurridas en el campo Santa Clara corresponden a varilla partida, este tipo de falla se origina porque la carga por flexión en los pozos críticos se considera alta, esto combinado con el movimiento rotacional y flexional, inducido por pandeo de la varilla mal centralizada genera desgaste y posterior ruptura.
- ✓ El SC-05S es el pozo con mayor intervención por servicios en cuanto a falla por ruptura de varilla presentando un total de 9 servicios, esto debido a su irregular geometría.
- ✓ Las causas por factores latentes o administrativas más importantes en pozo se deben al ahorro económico del diseño por parte de Ecopetrol, demostrando el juicio equivocado que presenta el personal la hora planear un estado mecánico ya que este debe ser limitado y estar acorde con la economía de la empresa.

6.2. RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un seguimiento y constante verificación de la información de los eventos que ocurren a diario en campo para garantizar la veracidad y confiabilidad de la misma.
- ✓ Debe darse un enfoque más amplio al tema de las fallas en los equipos de levantamiento PCP de tal forma que coincidan los criterios de los diferentes departamentos (producción, yacimientos, ingeniería) de las compañías involucradas en la sociedad y de las compañías de servicios que suministran y mantienen los equipos (bombas, varillas, tubería), para así plantear estrategias que conlleven a dar soluciones integrales que mejoren la economía de la operación del campo.
- ✓ Se debe evaluar el uso y aplicación de centralizadores que son fundamental a la hora de mitigar la fricción entre varilla y la tubería, en los intervalos de desviación crítica.
- ✓ Para el uso de inhibidores de corrosión se tendrían que llevar a cabo pruebas de laboratorio para asegurarse de que los componentes inhibidores no dañen el elastómero de la bomba.
- ✓ Realizar análisis de los fluidos del pozo para de esta manera determinar el tipo de elastómero que sea compatible con las condiciones del mismo y realizar un seguimiento al desempeño de los elastómeros instalados.
- ✓ Realizar un seguimiento para garantizar el correcto cumplimiento de los estándares y procedimientos de la empresa a la hora de hacer cualquier operación ya sea en campo o en oficina.
- ✓ Actualizar el historial de herramientas y equipos en bodega que nos permitan garantizar su disponibilidad y operatividad.
- ✓ Según lo analizado en cuanto a manipulación de varillas, se recomienda aplicar bajo criterios de seguridad integral un transporte que garantice la conservación de todas sus partes, para así evitar torceduras o dobladuras permanentes. Las varillas torcidas, dobladas o marcadas por golpes se consideran como permanentemente deterioradas y por ende fallaran eventualmente.
- ✓ Todo tipo de varillas, deben ser re-cubiertas con inhibidores de corrosión atmosférica adecuados, en especial la varilla continua ya que son traídas desde el extranjero para el usuario final y mientras están almacenadas en bodega, estas se conservan enrolladas en anillos de 4-5 metros de diámetro, siendo

sometidas a tensión y así exponiéndolas a condiciones atmosféricas durante largos períodos de tiempo, produciendo corrosión en la superficie elongada.

- ✓ Para mitigar la incidencia de los Dog legs altos se recomienda cambiar la varilla convencional por varilla Continua en las zonas afectadas por desviación.
- ✓ En cuanto a almacenamiento de tubería, estos deben estar sobre caballetes. No se deben almacenar tubos directamente en el suelo, sobre rieles, pisos de acero o concreto. La primera hilera de tubos no debe estar a menos de 46 cm del piso, de manera que no se vean afectados por la humedad y la abrasión.
- ✓ No utilizar barras de acero para mover o separar los tubos. Además se debe asegurar de no golpear los tubos entre sí o contra otro objeto de acero, concreto o cualquier otro material que pueda dañar o modificar sus propiedades físicas.
- ✓ Los tubos deben colocarse sobre soportes adecuadamente espaciados para que no se produzcan flexiones o daños en las roscas, ni en el cuerpo. Dichos soportes deben estar sobre un mismo plano, razonable nivelados y sostenidos por bancales apropiados que soporten toda la carga sin hundirse.
- ✓ Realizar una inspección visual de todas las herramientas que tienen a disposición los equipos después de terminar un servicio, el objetivo de esta inspección visual es el de verificar daños por mala utilización de la herramienta o por corrosión, fatiga, etc.; y así reportarlos oportunamente al departamento de inspección para su remplazo.
- ✓ Es conveniente revisar el tratamiento químico realizado previo a la instalación de la bomba y realizar monitoreo físico-químico post arranque, para la verificar la composición de los fluidos que estaba desplazando la bomba.
- ✓ Programar limpiezas de fondos de pozo para disminuir los niveles de arena, manteniendo una circulación apropiada junto a la operatividad optima de los equipos, esto a fin de evitar taponamiento de la bomba.
- ✓ En el campo Dina Terciarios y en el campo Santa Clara es necesario evaluar el presupuesto destinado al diseño de equipos, ya que es importante el uso de elementos extras como rotadores de tubería, centralizadores de varilla, que logren mitigar las fallas en los equipos de fondo (tubería y varilla).
- ✓ Es necesaria la instalación de blast joining para alargar operacionalmente la vida útil de la tubería que está expuesta a dog leg altos.

BIBLIOGRAFIA

Ecopetrol S.A., 2013. Open well.

Edmonton J.L. 2013 Systems. Design, Operation and Performance Optimization, Alberta, Canada

HIRSCHFELDT Marcelo, 2008. Manual de Bombeo de cavidades progresivas.

<http://www.kudupump.com/es/investigacion>

Manual PCP.Espoil, 2010. Venezuela, pp 130.

MATTHEWS, C., Zahacy, T. and Skoczylas, 2002. Progressing Cavity Pumping

MERLE C. Potter, David C. Wiggert – (1998), Mecánica de Fluidos Aplicada, cuarta edición. Editorial Prentice Hall Inc.

PÁEZ, C.R. 1991, Levantamiento Artificial por Cavidades Progresivas, Ecopetrol S.A., Distrito de Producción el Centro.

SILVA Pedro, 2011. Análisis de causa raíz, una forma diferente de resolver problemas, Neiva.

TDA Supply and Service S.A, 2010. Curso Diseño, Diagnóstico, optimización, instalación y análisis de fallas en sistemas PCP. Neiva.

Weatherford, 2013. Geremia. Progressing Cavity Pumps

ANEXOS

ANEXO A METODOLOGIA ANALISIS CAUSA RAIZ

¿Qué es el RCA?

La metodología Análisis Causa Raíz (RCA), es un método disciplinado, paso a paso, que pretende descubrir y dar posibles soluciones a un problema inicial o 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 validadas lógicamente, hasta llegar al evento raíz de la acción.

¿Por qué aplicar la metodología RCA?

Es un hecho probado que la mayor parte de los problemas que abundan en la industria son las llamadas fallas CRÓNICAS. Esto significa que suceden más de una vez por la misma razón (ocurren más de 10 veces al año). Además, fuera de todas las fallas crónicas que se experimenten en un año dado, cerca del 20% de estos incidentes representan el 80% de las pérdidas.

Estos son hechos importantes para entender cuando se piensa en las ventajas del Análisis Causa Raíz. En pocas palabras significa, al investigar el 20% de las fallas, se estaría previniendo el 80% de las pérdidas totales y las ventajas se podrían ver en un corto periodo de tiempo.

Teniendo en cuenta las anteriores razones económicas, debemos evaluar la viabilidad de un proyecto de RCA, en basados en sus consecuencias, por ejemplo si estas fallas involucran la integridad de las personas, la inversión, la infraestructura, el medio ambiente, el prestigio de la compañía o la combinación de varias o de todas las consecuencias anteriormente nombradas.

Para este caso específico se mostrará como el campo Santa Clara y Dina Terciarios están dejando de recibir entre US\$ **350.351,3- 1.266.985** anuales por las fallas repetitivas en los 10 pozos críticos, y como Ecopetrol S.A. puede recuperar o captar esta cantidad, realizando cambios pequeños pero significativos a nivel estructural y Operacional.

1.6.3 Consideraciones a tener en cuenta

Conociendo y observando los excelentes resultados ofrecidos por la aplicación de la metodología, es fácil creer que el RCA necesita de nuevas y radicales habilidades, lo cual no es cierto, ya que el RCA 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 pueden 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 como tal.

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 RCA, se tiene que analizar la operación, procedimientos y la historia completa del funcionamiento del sistema.

En resumen se deben tener en cuenta 3 aspectos importantes para poder aplicar la metodología RCA.

1. Objetividad del investigador
2. Experiencia en el manejo del RCA
3. Definición del universo aplicable de la metodología

1.6.4 Descripción del proceso de RCA

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 cualquier avería encontrada.

El Análisis RCA se desarrolla en 3 fases:

1. Análisis del problema
2. Análisis causa raíz del problema
3. Desarrollo de la solución

Fase 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 definición está enfocada a los modos de la falla, el equipo que falló, la ubicación y el tipo de falla.

Tabla 16. Etapas del proceso de identificación para el RCA

Etapas	Metodología
Revisar la historia del incidente, los problemas y preocupaciones	Diagrama de relación (inventario/agrupación)
Agrupe los resultados dentro de problemas tipo o áreas problemas	Modelo de cambio
Priorizar los problemas basado en el impacto (identificar el más importante)	Diagrama de Pareto

En este proceso es importante:

Seguir detalladamente las evidencias del reporte del incidente

- Definir los límites del problema
- Revisar los registros actuales y los históricos
- No tratar el problema aisladamente
- Mantener el problema simple, no lo complique
- Observar el problema desde diferentes ángulos

Fase 2. Análisis causa raíz del problema: Búsqueda metodológica de la(s) causa(s) del problema. Esta fase se divide en tres etapas:

Análisis de todas las causas posibles. El objetivo de esta etapa es determinar tantas causas como sean posibles del problema.

Validación de las causas posibles. El propósito de la validación es determinar cuál de todas las causas posibles tienen evidencias o hechos que la soporten. El objetivo es eliminar información no verificable o no lógicamente soportada e identificar las causas raíz más probable.

Identificación y verificación de la causa raíz. Aquellas causas que concuerdan con la definición del problema y lo verifican se convierten en causa raíz. El propósito de la verificación, es mantener un enfoque basado en hechos y asegurar que las causas remanentes estén conectadas con el problema.

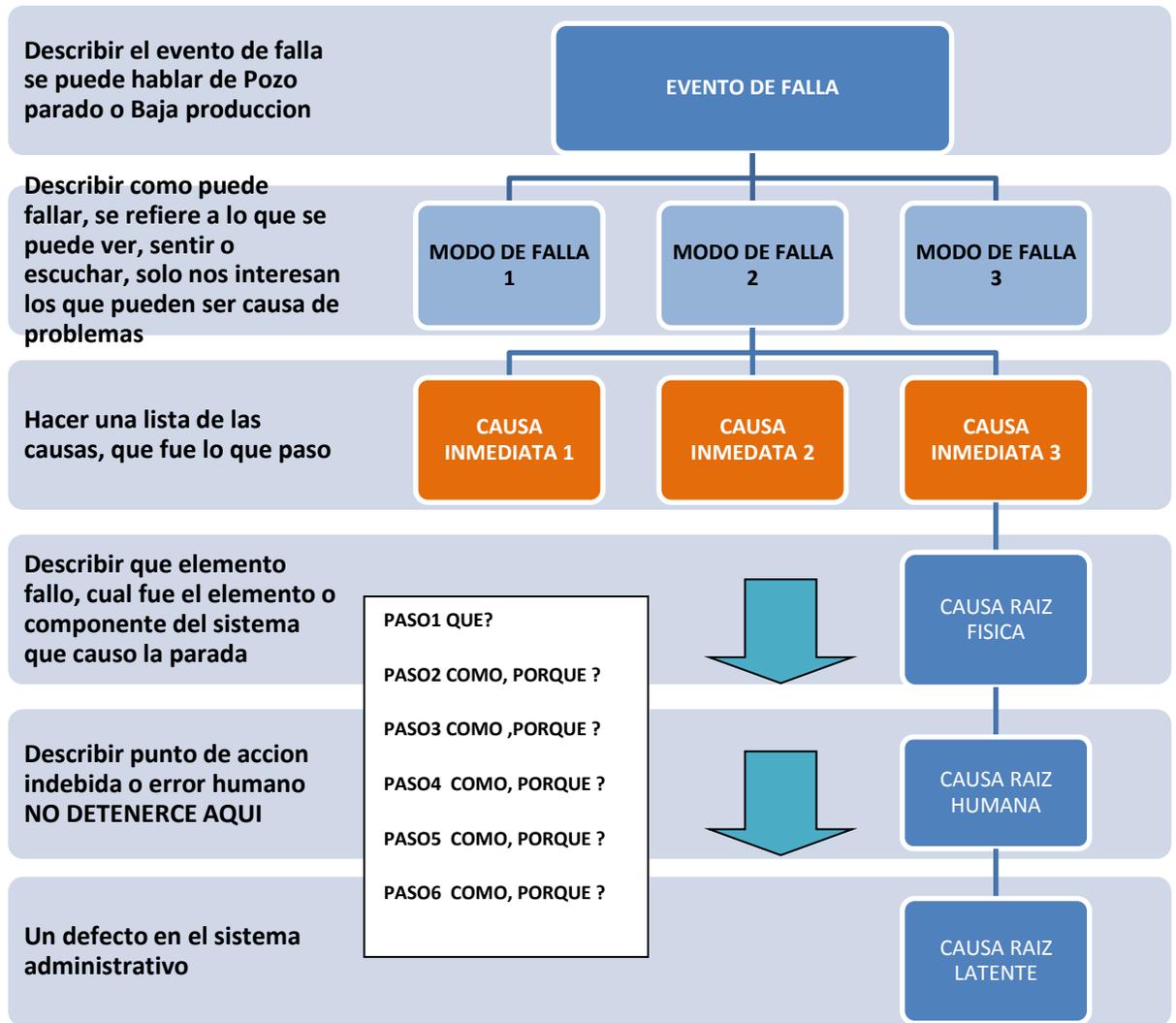
Fase 3. Desarrollo de la solución: El objetivo es seleccionar la solución más equilibrada al problema (una que elimina la causa sin crear problemas nuevos/peores). Esta fase está dividida en tres etapas.

Selección de criterios. El objetivo es definir los factores específicos que deben ser satisfechos por la solución. Establecer claramente que es lo que se necesita solucionar y su grado de aceptación.

Consideración de todas las posibles soluciones a la causa raíz. El propósito de generar soluciones alternativas es asegurarse que se está alcanzando más ampliamente la solución problema. Esta etapa se enfoca en buscar soluciones desde otros puntos de vista.

Selección de la mejor solución. La fase final en el proceso de solución de problemas operacionales es el desarrollo de la misma. El proceso seleccionar la mejor solución involucrada: especificar qué es lo que se desea alcanzar, especificar los mínimos requisitos de la solución, evaluar y comparar los resultados y entender los riesgos y beneficios asociados con cada solución.

ANEXO B ÁRBOL LÓGICO DE FALLAS



Fuente: ECOPELROL S.A. Manual para la Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz para la Solución de Problemas. p.39

ANEXO C

ANALISIS RCA PARA ELCAMPO SANTA CLARA

OBJETIVO

Realizar el RCA para los pozos críticos del campo Santa Clara SC-5S, 10S y 11S (suministrados por TDA SUPPLY & SERVICE S.A) teniendo en cuenta las variables implicadas en el proceso, mediante una serie de herramientas técnicas y metodológicas que nos permitan concluir acciones y recomendaciones, frente a los modos de fallas registrados en el periodo 2010-2013 para este campo.

A continuación recopilaremos la información y los eventos de falla que se presentaron en el pozo SC-11S.

INFORMACIÓN GENERAL POZO SC-11S

Propiedades del Fluido:

- Gravedad (API): 20,3°
- Corte de Agua (BSW): 85%
- Relación Gas-Petróleo (GOR): 311,19Scft/Stb
- Temperatura de Fondo: 137°F
- Temperatura de Superficie: 95°F

Información del Pozo:

- Profundidad de la Bomba : 2984,2 fts
- Tope perforaciones: 2714 fts
- Base perforaciones: 2940 fts
- Fondo real : 3099 fts
- Fondo limpio: 3091,91 fts

Valores Máximos de Variables de Operación:

- RPM: 349
- Torque: 72 (Lb/ft)
- Presión en Cabeza (THP): 132 Psi
- Presión en Anular (CHP): 53 Psi
- BSW: 80%
- Caudal Total: 720 BFPD

Datos del Completamiento:

- Tubería de: 3 1/2" EUE N-80
- Varilla: 7/8"x25' Tenaris Grado D
- Espaciamiento:38"

ESTADO MECÁNICO DEL POZO SC-11S



Company: ECOPETROL S.A.

Event: WELL SERVICES

Common Well Name: SANTA CLARA SUR 11 Objective: TUBING LEAK

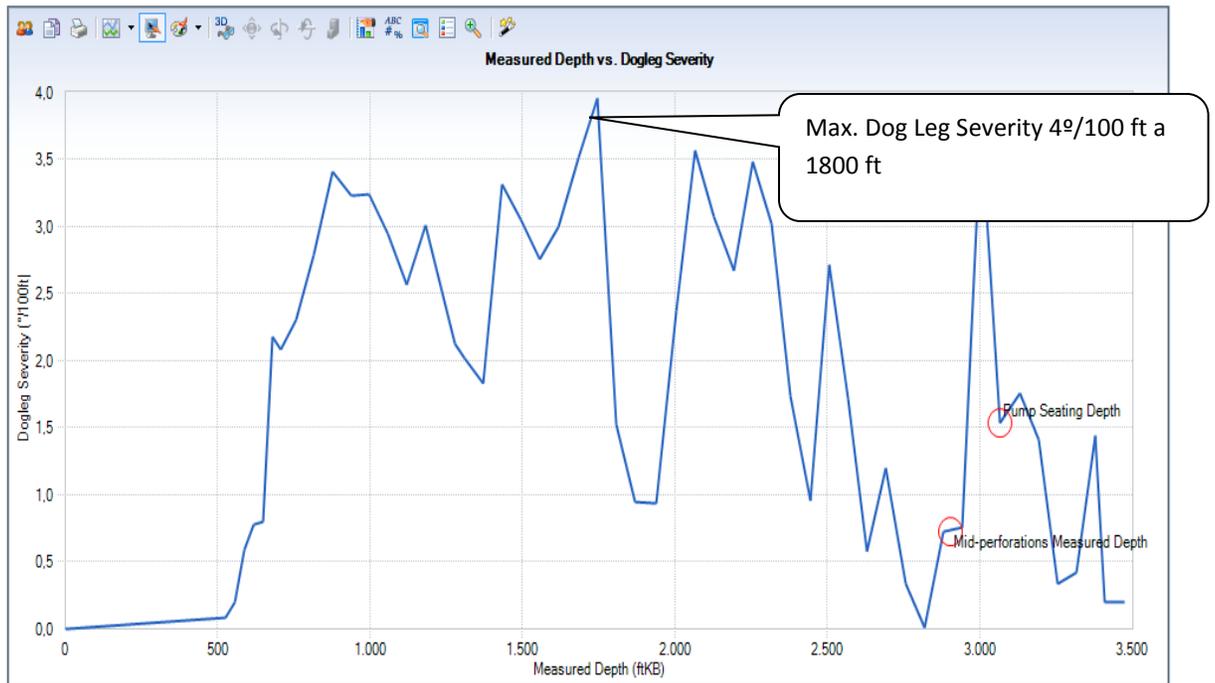
Start Date: 11/17/2011 00:00



Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Opening Details	Casing Details	Equip. Details
0.0ft			0.0ft		Casing Joint(s), 9.625 in, BTC, R-3, 43.5 ppf, 9.625in, 43.50ppf, N-80, , 513.4ft	Tubing Hanger 7-1/16 in x 3000 Lbs, 13.6ft
Honda	516.0ft		525.0ft		Casing Float Shoe, 9.625 in, 9.625in, 0.00ppf, , 516.0ft	Barra lisa de 1.250 in x 40.0 ft, 53.0ft
1830.0ft						Pony Rod 0.875 in, x 4.0 f, 59.0ft
BARZALOSA						Varilla Continua 0.875 in, 970 M Pro-Rod, New, 2,927.0ft
Villeta						Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.30 ppf, N-80, 3,023.0ft
2815.0ft			2,823.0ft, 2,897.0ft			
Caballos Superior			2,930.0ft, 2,936.0ft			Shear Coupling x 35000 lbs, New, 2,928.0ft
2930.0ft			2,948.0ft, 2,960.0ft			
			2,970.0ft, 2,990.0ft			Cuello de Ganso, 0.875 in, 970M (New), 3, 028.0ft
					Casing Joint(s) 7.0 in, P-110, BTC, R-3, 29.0 ppf, 7.000in, 29.00ppf, , 3,416.7ft	Seating Nipple, 3.5 in New, 3,024.1ft
						Pup Joint Tubing 3.5 in, 9.3 ppf, N-80, 3,030.4ft
						Sub Coupling 1.0 x 0.875 in, 3,028.4ft
						Rotor PCP PCM-200-TP-1200, New, 3,048.0ft
						Stator 200-TP-1200, 3,048.5ft
						Back stop Pin, 3,049.8ft
						Anchor Catcher TorquesterSIN: 9600, 3,051.0ft
						Separador de gas, 3,053.8ft
						Pup Joint Tubing 3.5 in, 9.30 ppf, N-80, 3, 063.9ft
3200.0ft			3,274.0ft, 3,292.0ft			Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.30 ppf, N-80, 3,158.3ft
Caballos Inferior						
3380.0ft						
Basamento						Fondo Limpio Reportado @ 3397 ft, 04/21/2011, 3,416.7ft
3476.0ft	3,469.0ft		3476.0ft		Casing Float Collar 7.0 in, 7.000in, 0.00ppf, , 3, 418.0ft	
					Casing Joint(s) 7.0 in, P-110, BTC, R-3, 29.0 ppf, 7.000in, 29.00ppf, , 3,466.4ft	
					Casing Float Shoe, 7 in., 7.000in, 0.00ppf, , 3, 469.0ft	

GEOMETRÍA DEL POZO SC 11S

De acuerdo con el Survey Report entregado por Ecopetrol S.A. se tiene la siguiente distribución de Dog Leg Severity (DLS).



Fuente: Ecopetrol

Como se muestra en la figura anterior, se trata de un pozo desviado, cuyo máximo Dog leg severo es de 4°/100 ft a una profundidad de 1012 ft.

SECUENCIA DE EVENTOS

Para tener una clara visión de los sucesos, es de vital importancia revisar el historial del pozo para determinar las fechas más relevantes en las cuales se han presentado fallas.

22 de Agosto del año 2010

Se realiza desplazamiento desde base de TDA hasta pozo SC-11S, a continuación se procede con el pulling de la sarta de varilla continua PROROD 7/8" hasta punto de ruptura @ 628 ft, finalmente se realizó procedimiento de espaciado con 33" y se arrancó pozo con 100 rpm, 25 Amperios de corriente y 35.5% de torque.



Fuente: Ecopetrol

19 de Diciembre del año 2010

Se realiza servicio a pozo por falta de aporte en superficie por tubería rota. se empezó a sacar la sarta de varilla continua 7/8" PRO ROD 960 M, presentando corrosión a lo largo de la sarta, se tomaron los datos del rotor (200/1800 W07 serial AJ 134), se recomienda cambio de la sarta de varilla y además agregar inhibidor de corrosión para evitar posibles daños futuros, el rotor presenta pitin de corrosión en la cabeza y en el coupling, el equipo de Workover Varisur 5 sacó la sarta de producción: en total son 97 juntas de tubería 3 1/2" EUE N-80 donde se encontró la junta # 94 rota por acción de la corrosión.



Fuente: Ecopetrol

24 de Abril del año 2011

Se realiza Rig up con unidad Flush-by se probó tubería con 200 psi pero la presión cae inmediatamente a cero. Se procede con el pulling de sarta de varilla: desde 2872 ft PROROD 7/8" 970 N (presenta mal estado y corrosión) se procede a llamar al Equipo Workover con el cual se saca la sarta de producción, salen en total 99 juntas de tubería 3 1/2" EUE N-80, en la parada de la torre, se observó corrosión interna y acanalada de juntas.



Fuente: Ecopetrol

15 de Marzo del año 2012

Se realiza desplazamiento al pozo SC-11 sur, se procede a verificar condiciones en el VSD, encontrándose fallas por sobre torque, se despresuriza el pozo ya que se encontró presión en cabeza de 140 psi, se intenta arrancar con 50, 80, 100, 150 y 200 rpm pero no fue posible arrancar el pozo. Se recomienda programar un flushing antes de seguir intentando arranques, para no ocasionar daños en la sarta de varillas como desconexión.

El 31 de Agosto del año 2012

Se realiza pulling de la sarta de varilla continua 7/8" Prorod Grado 970 mostrando señales de corrosión en toda su extensión, a continuación se realiza pulling de sarta de tubería: 99 jts 31/2" EUE N80 y BHA con estator NOV 44 -1800 SN-37670 (desgarrado) Se realizó prueba boroscópica a la bomba y presenta desgarrre a 4 ft de la succión y corrosión en el cuerpo de la misma.



Fuente: Ecopetrol

EL 19 de Mayo del año 2013

Se realiza servicio por tubería rota, se saca sarta de tubería en paradas, se revisa visualmente su estado, a partir de la parada N° 9 (550'), registrando presencia de acanalamiento interno, en total se saca el 85% de la tubería acanalada y con presencia de corrosión a continuación se realiza la prueba boroscópica al estator evidenciando el buen estado del mismo.



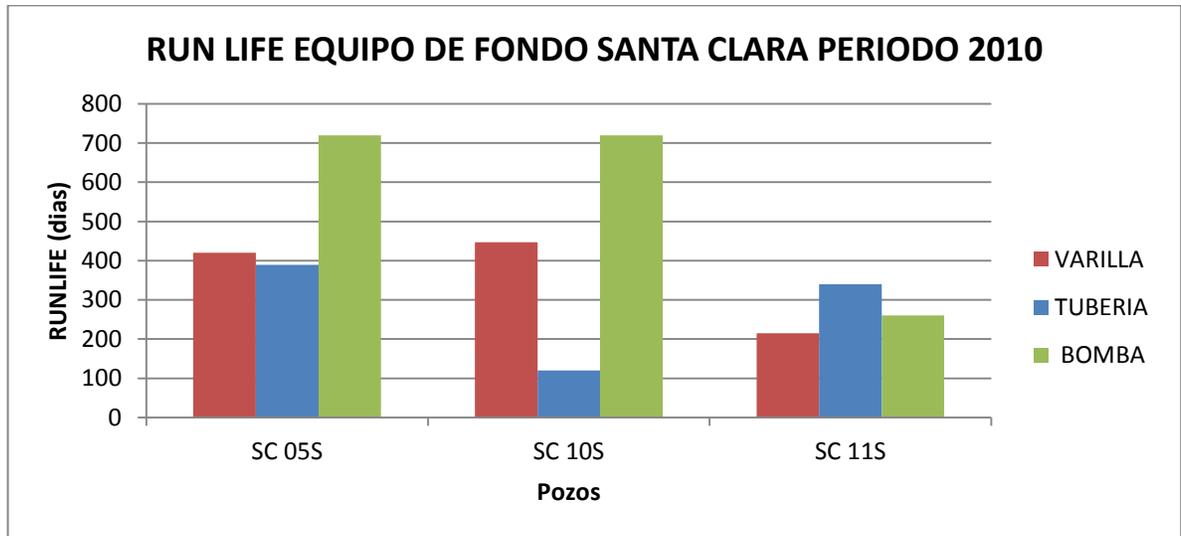
Fuente: Ecopetrol

EL 28 de Mayo del año 2013

Se realiza charla pre operacional y de seguridad con el personal involucrado para pulling de sarta de producción, se saca sarta de producción, con tubería 3 1/2" EUE y BHA PCP desde 1700 ft hasta:150 ft, quebrando tubería, revisando visualmente su estado, el 85% de la tubería se encuentra acanalada y presenta corrosión.

ANALISIS DEL PROBLEMA

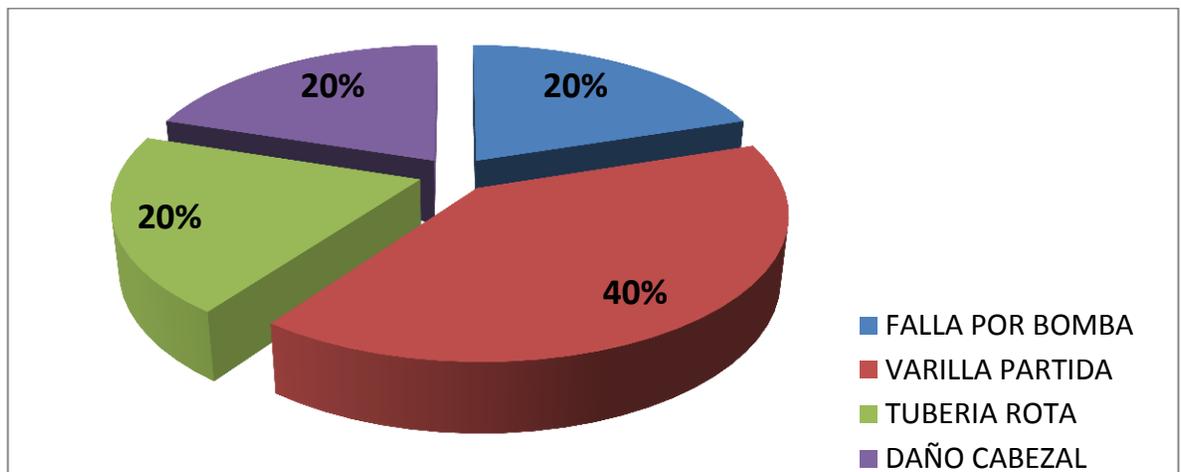
La primera etapa del proceso está enfocada a una identificación clara y rigurosa del problema y para ello se determinó el Run life de los equipos PCP del campo Santa Clara para identificar los síntomas de las fallas y determinar la criticidad de los eventos ocurridos en los periodos comprendidos entre los años 2010 a 2013.



Fuente: Autores

En el análisis del Run life del equipo de fondo se puede observar que el pozo SC 11S, es el pozo que presenta el Run life de varillas más corto con tan solo 220 días de vida útil, esto se debe a la falta de estudios físico-químicos y de PH realizados a los fluidos que se están produciendo en el pozo.

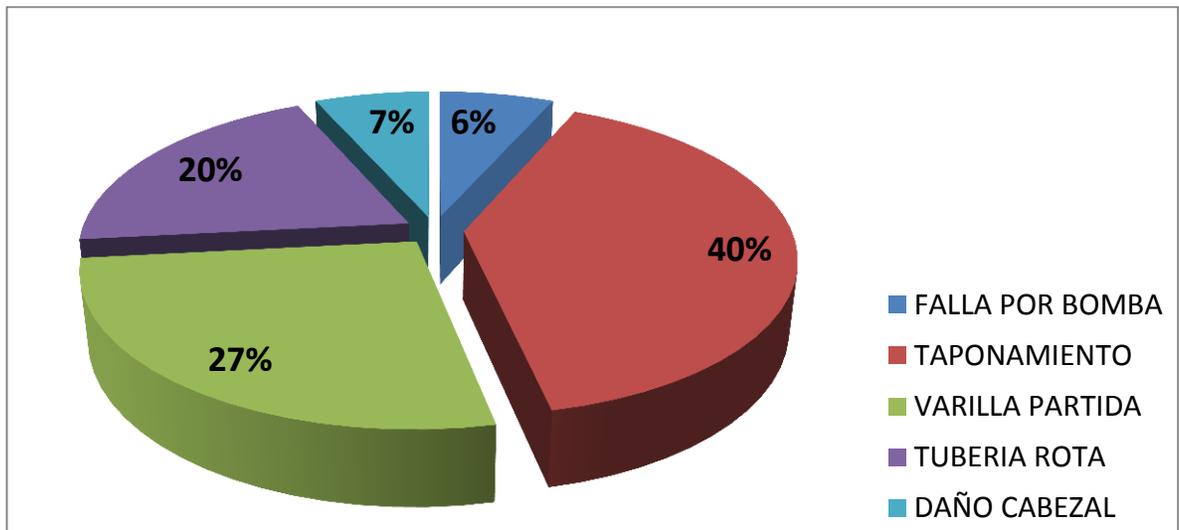
ANALISIS DE FALLAS EN SANTA CLARA PARA EL PERIODO 2011



Fuente: Autores

En este periodo se intervinieron 3 pozos críticos SC-05, 11S y 10S en total se realizaron 7 servicios, divididos de la siguiente manera: 3 servicios por varilla partida, 2 por tubería rota y 2 por cambio de bomba (desgaste y ruptura de rotor).

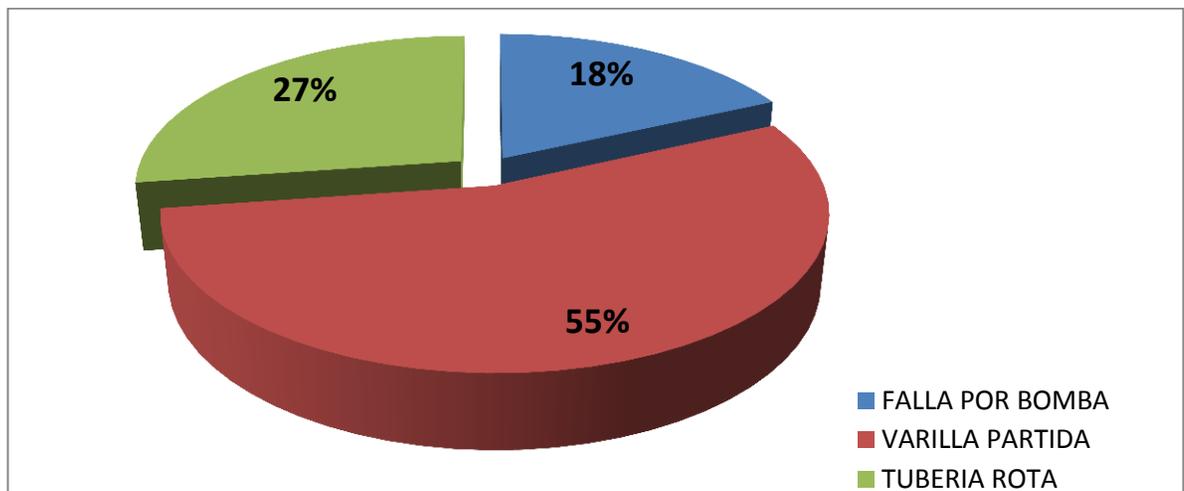
ANALISIS DE FALLAS EN SANTA CLARA PARA EL PERIODO 2012



Fuente: Autores

En este periodo se intervinieron 3 pozos críticos SC-05, 11S y 10S en total se realizaron 15 servicios, divididos de la siguiente manera: 5 de ellos fueron por arenamiento de la bomba, 2 se realizaron por desgarré del elastómero y pitin del rotor, 4 por varilla partida, 3 por tubería rota y tan solo 1 servicio se realizó en el cabezal.

ANALISIS DE FALLAS EN SANTA CLARA PARA EL PERIODO 2013

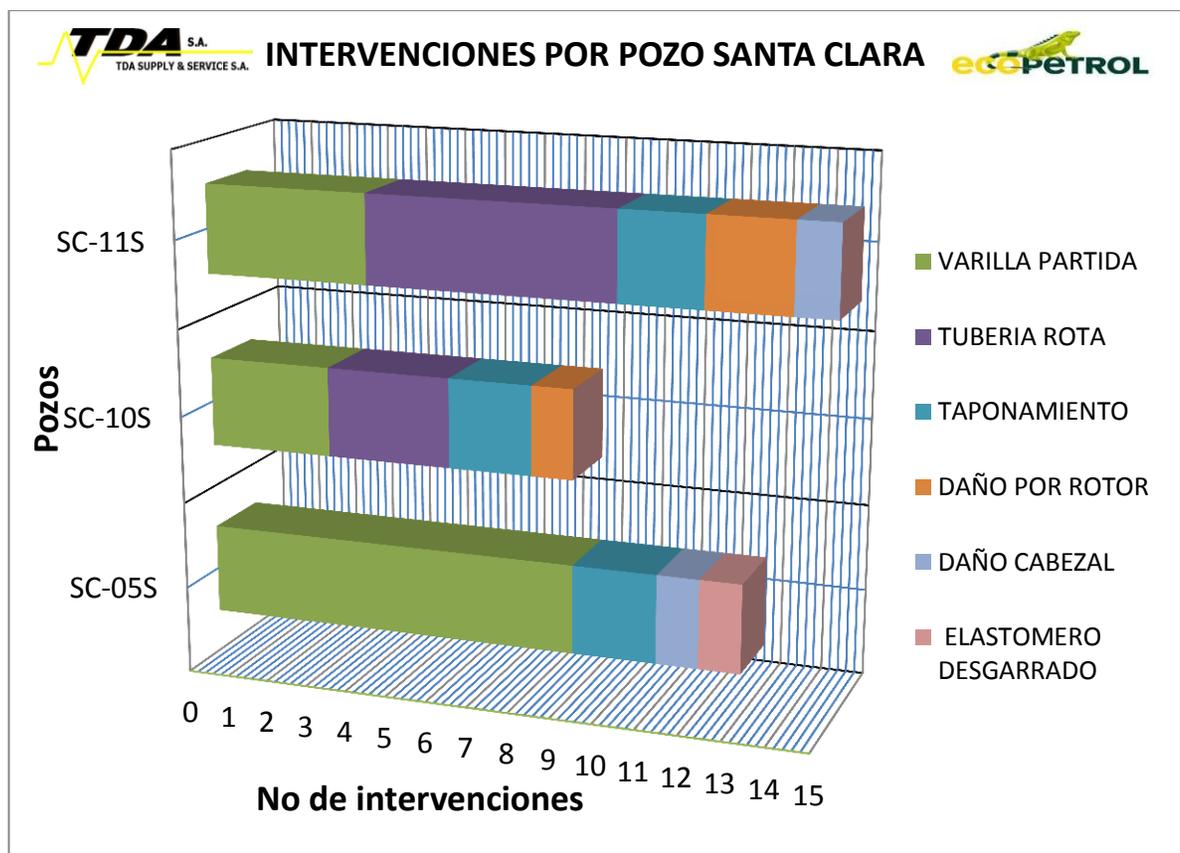


Fuente: Autores

En este periodo se intervinieron 3 pozos críticos SC-05, 11S y 10S en total se realizaron 11 servicios, divididos de la siguiente manera: 6 de ellos corresponden a varilla partida, 3 servicios se realizaron por tubería rota y 2 de ellos por desgaste y rotura del rotor en la bomba.

CLASIFICACIÓN DE LAS FALLAS Y ANALISIS DE PARETO

En esta fase del proyecto se debe hacer una descripción breve, pero completa, del problema en estudio. Se recomienda describir todas las formas en las cuales se ha manifestado el problema y determinar los principales modos de falla, Esto se hace con el fin de identificar la información recolectada y clasificarla en seis categorías que en general son las causas por la cuales se están interviniendo los pozos críticos:



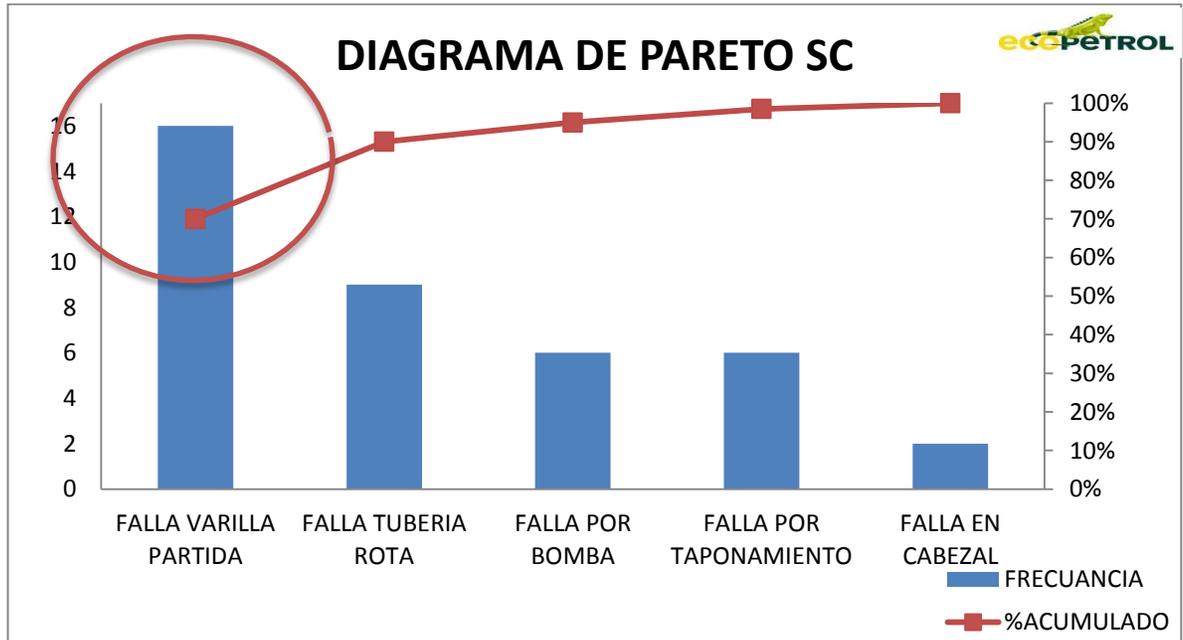
Fuente: Autores

En total se presentaron 39 eventos en los periodos 2010 a 2013 para los pozos críticos SC-05S, 10S y 11S de los cuales la gran mayoría de los servicios ocurren en el equipo de fondo con un total de 16 servicios por ruptura de varilla, seguidos por 9 servicios por rotura de tubería, 6 servicios por flushing, 6 servicios por

cambio de bomba entre estos tenemos 10 servicios daño del rotor y 1 servicio por desgarramiento del elastómero.

Al igual que en fondo en superficie también se presenta 1 evento por falla en el cabezal y 1 evento por falla en el variador de frecuencia.

A continuación se aplica el análisis de Pareto, con este análisis se pueden detectar los problemas que tienen más relevancia, logrando obtener 16 eventos por varilla partida de 39 servicios presentados.



Fuente: Autores

JERARQUIZACIÓN DE PROBLEMAS.

El proceso de jerarquización requerirá determinar el impacto por cada modo de falla. Para calcularlo se suman los costos de reparación de cada falla y los costos de la producción diferida.

Tomando como referencia el precio de 65 \$US por barril de un crudo con 21° API y una pérdida total de producción de **1787 barriles de crudo** en el año 2012 para los pozos críticos **SC-05S, 10S y 11S** del campo Santa Clara se tiene un costo total de **116.157 \$US** por diferidas de producción.

Sin embargo si a este valor les sumamos los costos por servicios de mantenimiento con unidades de varilleo y equipos de workover el valor se incrementa a **350.351,3\$US por año**,

Para este cálculo se debe tener en cuenta:

- El costo de un barril de crudo de 21 °API en el mercado internacional.
- El tiempo en horas que dura el servicio a pozo
- Costos por hora de la unidad (Flush-by, Equipo Workover, Unidad de Varilleo).
- Días que duro el pozo parado (diferidas de producción.)

A continuación se analizan los costos que representan los servicios a los 3 pozos más críticos del campo Santa Clara teniendo en cuenta los precios por, alquiler del equipo, mantenimiento y diferidas de producción para el periodo 2012 .

POZO SC	BOPD	SERVICIO	HORAS PARADAS	DIAS DE DIFERIDA	COSTO POR HORA	COSTO EQUIPO \$US	COSTO DIFERIDAS \$US	COSTOS TOTALES \$US
5S	98	Varilla partida	24	1	380	9120	6370	15490
5S	98	Variador	1	0,416	50	50	2649,92	2699,92
5S	98	Varilla partida	48	2	380	18240	12740	30980
5S	98	Flushing	20	0,833	525	10500	5306,21	15806,21
5S	98	Varilla partida	24	1	380	9120	6370	15490
5S	98	Flushing	20	0,833	525	10500	5306,21	15806,21
5S	98	Varilla partida	96	4	380	36480	25480	61960
10S	61	Flushing	24	1	525	12600	3965	16565
10S	61	Tubería rota	24	1	745	17880	3965	21845
10S	61	Flushing	24	1	525	12600	3965	16565
11S	88	Flushing	24	1	525	12600	5720	18320
11S	88	Tubería rota	48	2	745	35760	11440	47200
11S	88	Tubería rota	24	1	745	17880	5720	23600
11S	88	Flushing	24	1	526	12624	5720	18344
11S	88	Varilla partida	48	2	380	18240	11440	29680
TOTAL DE SERVICIOS			15	COSTOS TOTALES \$ US		234.194	116.157,3	350.351,3

Fuente: Autores

Para este caso se obtuvo un alto nivel de producción diferida comparado con Dina Terciarios, diferencia que esta medida en número de pozos frente a producción diferida (3 pozos de S.C frente a 7 pozos de D.T), que se ve reflejada en la parte económica del campo Santa Clara, dejando de percibir **US\$ 350.351,3\$US anuales** y con un total de **15 servicios** de varilleo, workover.

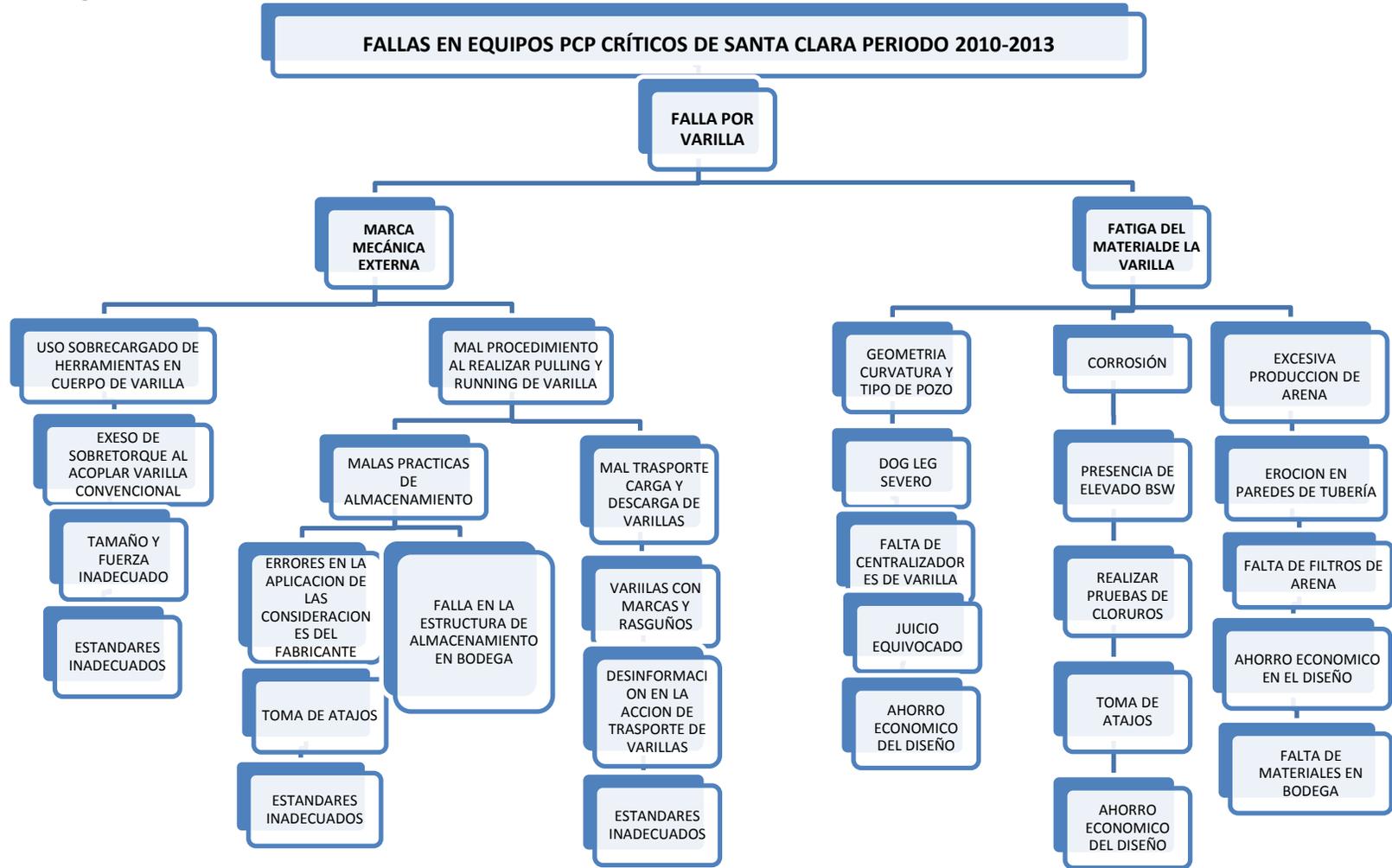
Vamos a determinar mediante la matriz RAM la criticidad del problema en el periodo 2012-2013

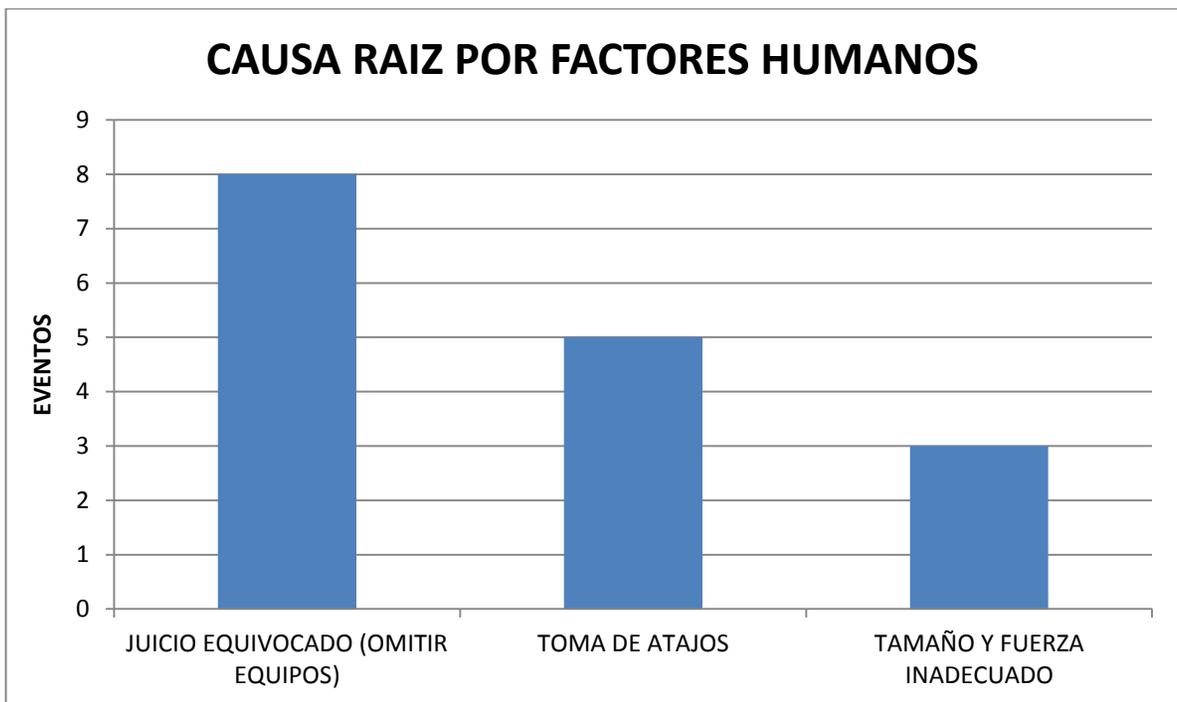
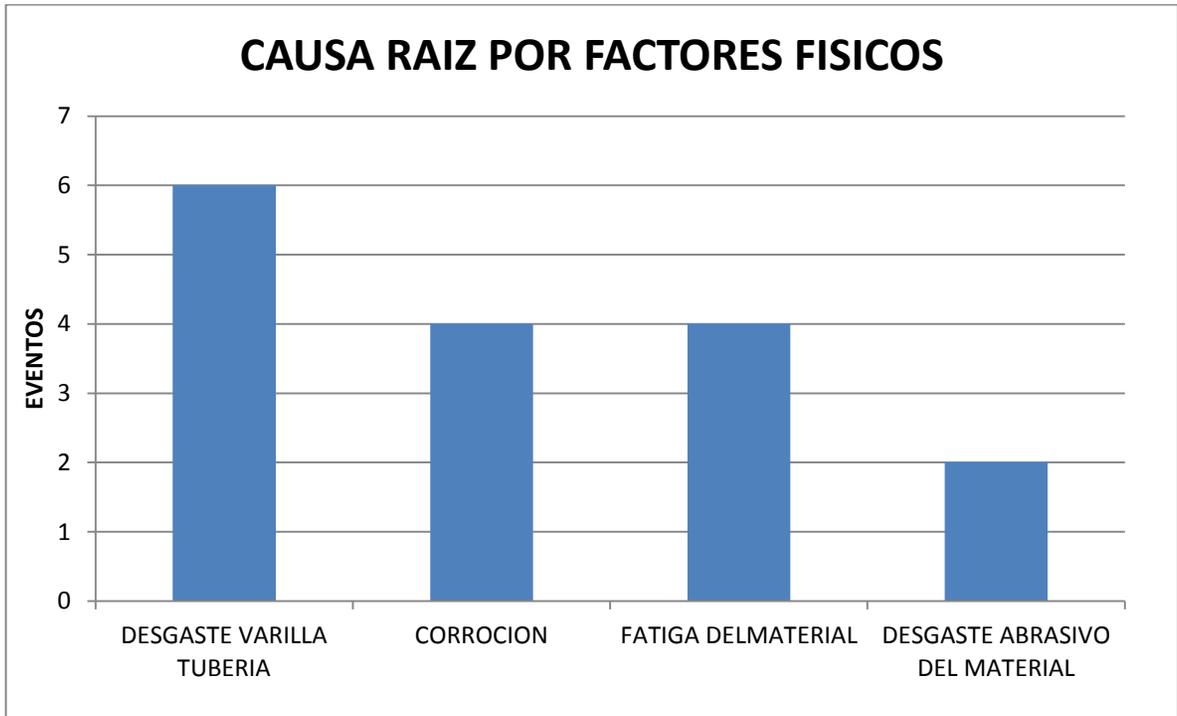
ONSECUENCIAS							PROBABILIDAD				
							A	B	C	D	E
Personas	Económica costo de reparación	Ambiental	Clientes	Imagen de la empresa	Pérdidas de producción por campo		1 vez cada 5 años o mas	1 vez cada 3 años	Ocurre entre 1 y 3 veces al años	Ocurre entre 4 y 10 veces al años	Ocurre más de 10 veces al año
Una o más fatalidades Nota1	Grave >1.000.000	contaminación Irreparable	Veto como proveedor	Internacional	>15% Producción diaria	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente (parcial o total)	Severo US 100.000-1.000.000	Contaminación Mayor	Perdida de participación en el mercado	Nacional	8- 15% Producción diaria	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temporal(> 1 día)	Importante US 10.000-100.000	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	5-8% Producción diaria	3	N	L	M	M	H
Lesión menor(sin capacidad)	Marginal US 1.000-10.000	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2-5% Producción diaria	2	N	N	L	M	M
Lesión leve (primeros auxilios)	Leve<US 1.000	Efecto Leve	Incumplir especificaciones	Interna	<2% Producción diaria	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún Efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	Ninguna	0	N	N	N	N	N

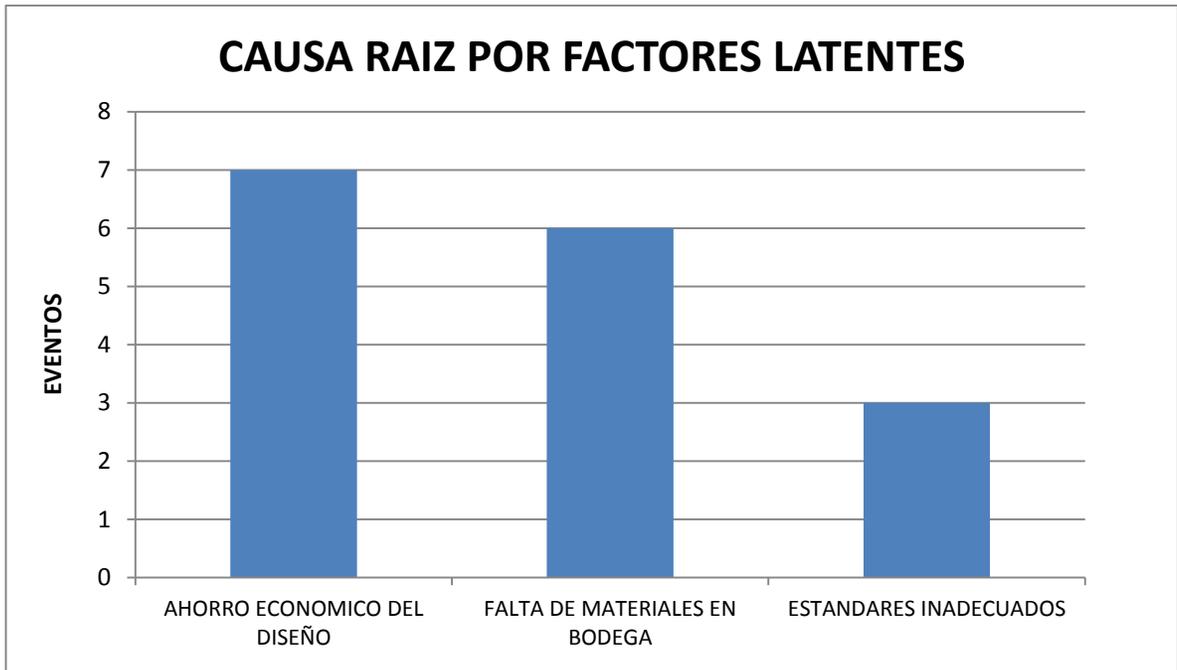
N	Despreciable	Reporte de falla
L	Baja	

M	Media	Análisis de causa raíz RCA
H	Alta	
VH	Muy alta	

ANEXO D.







Finalmente se encontró que la principal causa raíz física de las fallas es por desgaste varilla-tubería, que sumando problemas de corrosión están generando múltiples servicios por ruptura de varilla y desgaste de la tubería, estos problemas están ocurriendo debido la falta de rotadores de tubería y centralizadores de varilla, debido al ahorro económico, generando situaciones críticas tales como daños mecánicos en varilla convencional y continua ocasionados por continuo contacto de la sata de varillas y la tubería de producción.

Otro punto importante a tratar es la falta de estándares en la empresa, al momento de acoplar las juntas, almacenarlas, trasportarlas a fin de evitar los golpes y ralladuras que generan impactos negativos en la integridad de las mismas.