

Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del Campo Lisama

Octavio Alexander Rodríguez Sánchez

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Néstor Fernando Saavedra

Magíster en Ingeniería de Petróleos

Tutor

Jerry Luis Díaz

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingeniería Físico-Química

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2018

Dedicatoria

Dedico este logro a mi padre que con su labor diaria y en la forma honrada que la realiza me enseñó a iniciar el día con una sonrisa, a mi madre que con su sacrificio y amor nunca pase necesidades, a mi profesor de cálculo Ciro quien me dio a conocer mis capacidades, a Alexis porque me enseñó que la pobreza solo es mental y el camino de la transformación es el conocimiento, a Juan, Jorge y Diego por la generosidad de sus acciones y palabras para compartir una alegría o para dividir una tristeza, a todas las personas que directamente o indirectamente me han hecho ser la persona que habita el mundo hoy.

Alex

Agradecimientos

Los autores del presente trabajo de grado manifiestan sus más sinceros agradecimientos a todas las personas que con su colaboración hicieron posible esta investigación, haciendo reconocimiento a:

- A la Universidad Industrial de Santander, por permitirnos ser parte Del alma máter, y por cada día que me adopto en su campus universitario.
- Ingeniero Néstor Saavedra por guiar el trabajo y darle forma a la investigación.
- Ingeniero Samuel Bedoya por brindar su conocimiento para el desarrollo de la parte analítica del trabajo.
- Ingeniero Edison García por su colaboración.

Contenido

	Pág.
Introducción	4
1. Entorno técnico del campo LISAMA	5
1.1 Localización	5
1.2 Descripción	6
1.3 Mecanismo de Producción	7
1.4. Distribución de las unidades de bombeo mecánico en el activo Lisama	9
1.5. Índice de falla.....	9
2. Fallas en el sistema de bombeo mecánico	10
2.1 Factores que promueven las fallas	10
2.1.1 Varillas	10
2.1.2 Bomba de subsuelo	13
2.1.3. Tubería de producción	17
2.2 Tipos de fallas	18
3. Gestión de fallas.....	22
3.1 Conceptos de Tiempos de Exposición de sistemas de extracción.	25
3.2 Razón de Desinstalación del Sistema de Extracción	27
3.3 Desinstalación del Sistema de Extracción	28
3.4 Componentes del sistema.....	31

3.5 Descriptores de la Falla.....	32
3.6 Categoría de la Falla Suplementaria	35
3.7 Análisis de Causa de Falla	35
3.8 Implementación de Acciones de Mejora Continúa.....	38
4. Análisis causa raíz aplicado a la reducción de fallas	40
4.1 Etapas del ACR.....	41
4.2 Características de la metodología ACR	42
4.3 Selección de los pozos críticos	42
5. Análisis de fallas en la coordinación de Lisama.....	49
5.1 Análisis global periodo por periodo.....	50
5.2 Analisis pozo por pozo.....	51
5.3 Clasificación de los pozos críticos.....	66
5.3.1 Pozos con problemas de parafinas.	67
5.3.2 Pozos con problemas de arenas.....	68
5.3.3 Pozos con problemas de corrosión.....	69
6. Alternativas de solución.....	70
7. Análisis económico.....	73
8. Conclusiones.....	83
9. Recomendaciones	84
Referencias bibliográficas.....	85
Apéndices.....	88

Lista de figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Mapa de localización geográfica de los campos de la coordinación LISAMA.....	5
<i>Figura 2.</i> Área del polígono LISAMA-NUTRIA.....	6
<i>Figura 3.</i> Localización campos Lisama, Peroles, Tesoro y Nutria.....	7
<i>Figura 4.</i> Historia de presión para diferentes tipos de empuje.....	8
<i>Figura 5.</i> Diagrama de flujo de gestión de fallas en sistemas de extracción.....	23
<i>Figura 6.</i> Diagrama de decisión de ocurrencia de falla de sistemas de extracción	24
<i>Figura 7.</i> Diagrama de tiempos de exposición de los sistemas de extracción.....	26
<i>Figura 8.</i> ACR aplicado a la reducción de fallas.....	40
<i>Figura 9.</i> Etapas del ACR.....	41
<i>Figura 10.</i> Índice de falla de los pozos con SLA BM	43
<i>Figura 11.</i> Distribución de fallas en bomba	44
<i>Figura 12.</i> Porcentaje de la distribución de fallas en la bomba.....	44
<i>Figura 13.</i> Índice de severidad	45
<i>Figura 14.</i> Plantilla de priorización.....	47
<i>Figura 15.</i> Diagrama de Pareto para selección de pozos críticos.....	48
<i>Figura 16.</i> Pozos que más fallas han presentado.....	48
<i>Figura 17.</i> Porcentaje agregado por las fallas de los pozos críticos.....	49

<i>Figura 18.</i> Distribución de fallas en los componentes del equipo de subsuelo en el tiempo de estudio.....	50
<i>Figura 19.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo A	52
<i>Figura 20.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo B.....	53
<i>Figura 21.</i> Herramienta ACR (historia de intervenciones) para pozo B.	53
<i>Figura 22.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo C.....	55
<i>Figura 23.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo D.	55
<i>Figura 24.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo E.....	56
<i>Figura 25.</i> Herramienta ACR (historia de intervenciones) para pozo E.	57
<i>Figura 26.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo F.	58
<i>Figura 27.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo G.	59
<i>Figura 28.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo H.	59
<i>Figura 29.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo I.	60
<i>Figura 30.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo J.....	61
<i>Figura 31.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo K.	62
<i>Figura 32.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo L.....	63
<i>Figura 33.</i> Herramienta ACR (historia de intervenciones) para pozo L.	63
<i>Figura 34.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo M.....	64
<i>Figura 35.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo N.	65
<i>Figura 36.</i> Plantilla de los servicios a pozo del pozo O.	66
<i>Figura 37.</i> Días perdidos debido a las intervenciones por falla.	75
<i>Figura 38.</i> Pérdida volumétrica causada por los días de intervención.	75
<i>Figura 39.</i> Costo y duración de las intervenciones según falla.	77

<i>Figura 40.</i> Evidencia fallas pozo D 2017.	79
<i>Figura 41.</i> Evidencia fallas pozo D 2018.	79
<i>Figura 42.</i> Evidencia de fallas Pozo I Agosto 2015.	80
<i>Figura 43.</i> Evidencia fallas Pozo B Agosto 2017.....	81
<i>Figura 44.</i> Evidencia de fallas Pozo B Febrero 2018.	82
<i>Figura 45.</i> Evidencia de fallas Pozo B Mayo 2018.	82
<i>Figura 46.</i> Base de cálculo para la plantilla de priorización.	88
<i>Figura 47.</i> Servicios a pozo de los pozos críticos.	89

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Índice de falla.</i>	9
Tabla 2. <i>Razón de desinstalación del sistema de extracción.</i>	27
Tabla 3. <i>Componentes del sistema de tubería.</i>	31
Tabla 4. <i>Componentes del equipo de subsuelo del BM.</i>	32
Tabla 5. <i>Descriptor de falla.</i>	33
Tabla 6. <i>Categorías de fallas.</i>	35
Tabla 7. <i>Causas generales y específicas de fallas.</i>	37
Tabla 8. <i>Índice de falla e índice de severidad</i>	43
Tabla 14. <i>Total de días de no producción y pérdidas volumétricas debido a intervenciones por falla.</i>	74
Tabla 15. <i>Precio promedio del barril de petróleo en los últimos años.</i>	76
Tabla 16. <i>Pérdidas anuales por producción y costo de intervenciones.</i>	76
Tabla 17. <i>Utilidades y pérdidas en años que se presentaron fallas en el sistema de bombeo.</i>	78

Lista de apéndices

	Pág.
Apéndice A.	88

Resumen

Título: Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo LISAMA *

Autores: Octavio Alexander Rodríguez Sánchez**

Palabras clave: reducción de fallas, sistema de bombeo, tubería de producción, varillas de producción, bomba de producción, LISAMA, servicio a pozo, análisis causa raíz.

Descripción:

Esta tesis presenta un estudio realizado en la coordinación de Lisama (ECOPETROL), sobre las fallas en el equipo de subsuelo, que presentan los pozos que producen mediante un sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico. Desde 2014 hasta el presente año, 84 pozos participaron en un filtro inicial que se realizó mediante la compilación y clasificación de información como reportes de producción, tallys de tubería y de varilla, survey de desviación, reporte de desarme del equipo de subsuelo, justificaciones de intervención de pozo, etc. que arrojó como resultado 15 pozos Pareto que representaron más del 50% de las fallas. Esta información también fue utilizada, tanto para el análisis de las fallas, como para el análisis económico.

La frecuencia de fallas y el potencial neto son los parámetros críticos para determinar los pozos Pareto en los cuales se van a analizar las fallas con la ayuda de herramientas de la metodología de análisis causa raíz, con el fin de definir alternativas de soluciones.

Se recomiendan alternativas de solución para los problemas más repetitivos que se presentan en la bomba y la tubería pues estos son los componentes que más fallas presentaron en el tiempo de estudio, específicamente en la bomba las fallas se pueden asociar a agentes como la parafina y la arena.

Se concluye con un análisis económico de las pérdidas que representan las fallas presentes en los pozos determinados como problemáticos donde los criterios principales son el potencial neto y el número de días parados debido a la intervención, este análisis muestra los pozos problemáticos, el pozo económicamente más representativo cuando es intervenido por falla y las utilidades y pérdidas de los pozos Pareto en el tiempo de estudio.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: Néstor Fernando Saavedra, Magíster en Ingeniería de Petróleos. Tutor: Jerry Luis Díaz, Ingeniero de Petróleos

Abstract

Title: Failure analysis of pumping mechanical system of LISAMA field.*

Autores: Octavio Alexander Rodríguez Sánchez**

Key words: failure reduction, pumping system, production tubing, production rod, production pump, LISAMA, well services.

DESCRIPTION:

This thesis presents a study made for Lisama's coordination (ECOPETROL). The analysis was about failures on mechanical pumping system since 2014 to the present year, 84 wells participated in an initial filter that was carried out through the compilation and classification of information such as production reports, pipe and rod tallies, deviation survey, disarmament report of the subsurface equipment, justifications for well intervention, etc. which resulted in 15 Pareto wells that represented more than 50% of the failures. This information was also used, both for the analysis of the faults, and for the economic analysis.

The failure frequency and the net potential are the most important parameters to define representative wells which will be analyzed through tools of root cause analysis with the objective of give some alternative solutions.

Solution alternatives are recommended for the most repetitive problems that occur in the pump and the pipe because these are the components that showed the most failures in the time of study, specifically in the pump the failures can be associated with agents such as paraffin and sand.

It concludes with an economic analysis of the losses that represent failures presents in the wells determined as problematic where the main criteria are the net potential and the number of days stopped due to the intervention, this analysis shows problematic wells, the well economically more representative when intervened due to failure and the utilities and losses of the Pareto wells during the study time.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Néstor Fernando Saavedra, Master in Petroleum Engineering. Tutor: Jerry Luis Díaz, Petroleum Engineer

Introducción

Aplicando la metodología análisis causa raíz y teniendo en cuenta como principales factores: frecuencia de falla, el potencial neto de cada pozo y los días parados por intervención se hizo un análisis de las fallas que más se presentaban en los equipos de subsuelo de bombeo mecánico.

La selección de los pozos críticos se hizo con base a la información comprendida de 2014-2018 de todos los eventos que se presentaron en los campos de la coordinación LISAMA, (Lisama, Nutria y Tesoro); la información fue obtenida de las siguientes fuentes: tallys de varilla y tubería, historia de pozo, justificación de intervenciones, fotos de desarme de bomba del taller de bombas, reporte de desviación del original hole, reportes de fallas, reporte de producción, Dinagramas y archivo de potenciales de pozo. Se contó con el manejo del software de Halliburton-Landmark Open Wells.

El objetivo de esta información fue establecer las fallas más comunes en los pozos que trabajan con sistema de bombeo mecánico, dar alternativas de solución y hacer un análisis económico de las pérdidas que representan estas fallas.

El análisis de fallas es un trabajo mancomunado entre personal de disciplinas diferentes como producción, subsuelo y expertos en materiales que de hacerse correctamente disminuirá las fallas y con esto reduciendo el costo de levantamiento.

Bloque Lisama - Nutria

El área del polígono formado por los vértices relacionados, se encuentra ubicado dentro de la jurisdicción de los Municipios de Barrancabermeja y San Vicente de Chucuri en el departamento de Santander. Con las siguientes Coordenadas Magna Sirgas origen Bogotá.

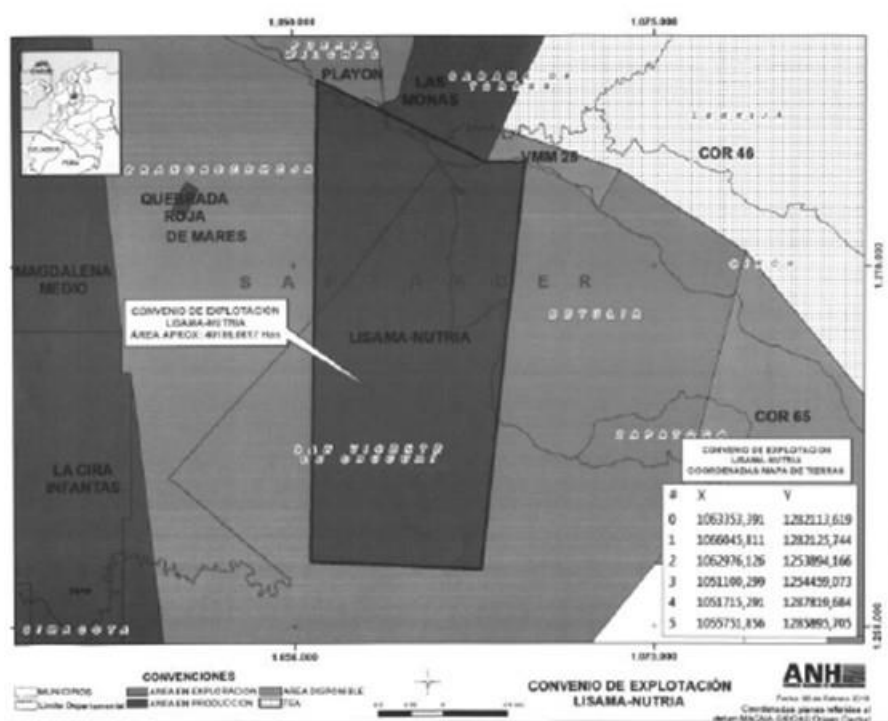


Figura 2. Área del polígono LISAMA-NUTRIA. Adaptado de ANH, Colombian sedimentary Basins, Colombia

1.2 Descripción

La acumulación de hidrocarburos en el campo está relacionada con una trampa combinada de tipo estructural-estratigráfico. El potencial de hidrocarburos proviene del Terciario, principalmente de las formaciones Mugrosa y Colorado.

El bloque de producción Lisama está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas.

Campo Lisama

Campo Tesoro

Campo Nutria

Campo Peroles

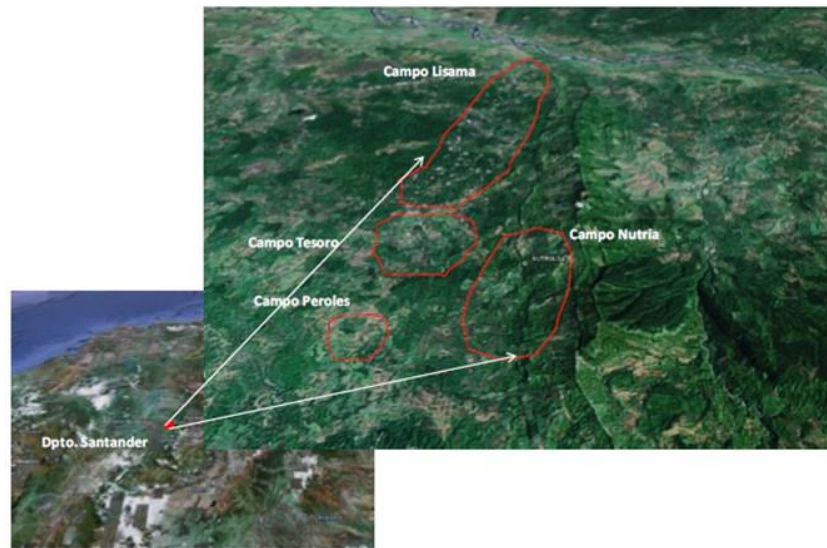


Figura 3. Localización campos Lisama, Peroles, Tesoro y Nutria. Adaptado de Google maps. 2018.

1.3 Mecanismo de Producción

El típico comportamiento de producción de los campos del valle del Magdalena medio colombiano, está asociado al empuje por gas en solución; en el histórico de producción se evidencia el levantamiento en la producción de hidrocarburo y luego de unos meses la producción

de aceite desciende hasta el punto de estabilización de producción y la producción de gas tiene un comportamiento similar inicialmente incrementa y luego cae.

El mecanismo de producción de los yacimientos en el Convenio Lisama - Nutria, es principal y únicamente gas en solución. En la Figura se observa el comportamiento de la presión del yacimiento con respecto al recobro del Campo, para diferentes tipos de empuje en un yacimiento.

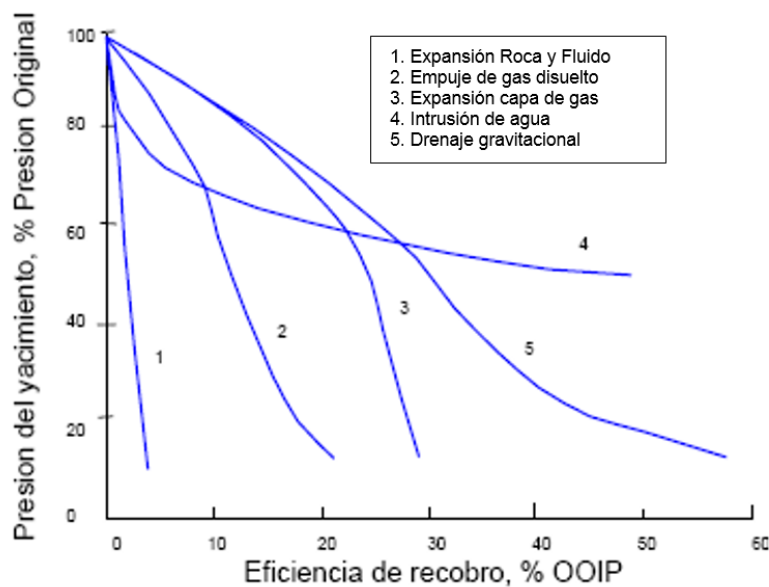


Figura 4. Historia de presión para diferentes tipos de empuje. Adaptado de Ferrer, Paris. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

Teóricamente el máximo factor de recobro de un yacimiento de gas en solución está entre un 12 al 15%, lo cual se ha visto evidenciado en los campos cercanos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, que también cuentan con gas en solución como su mecanismo de producción natural.

El mecanismo de producción predominante en el Convenio es gas en solución, pero en el Área Norte, donde las capas sedimentarias presentan altos buzamientos ($>45^\circ$), se presenta un bajo

espaciamiento (<15 acres) y se tienen los más altos recobros por pozo, se plantea la combinación de mecanismos de producción, entre los que se pueden tener: gas en solución, capa de gas y drenaje gravitacional.

1.4. Distribución de las unidades de bombeo mecánico en el activo Lisama

Actualmente (junio del 2018) se encuentran en producción 73 pozos de los cuales 62% trabajan con unidad de bombeo Mark II, 35% con unidad de bombeo convencional y 3% con unidad de bombeo balanceada con aire.

1.5. Índice de falla

La siguiente tabla muestra el índice de falla para los pozos con sistema de bombeo mecánico desde el año 2014 hasta junio del 2018. Se encuentra el índice de falla por cada uno de los sistemas del bombeo mecánico (bomba, tubería y varilla).

El índice de falla es igual al número de fallas dividido por el número de pozos activos.

Tabla 1.

Índice de falla.

Año	N° Fallas	N° pozos activos	IF BM	IF Bomba	IF Tubería	IF Varilla
2014	17	90	0,189	0,067	0,089	0,033
2015	19	85	0,224	0,059	0,118	0,047
2016	12	67	0,179	0,045	0,045	0,090
2017	20	78	0,256	0,115	0,064	0,077
2018	10	73	0,137	0,082	0,041	0,014

2. Fallas en el sistema de bombeo mecánico

El capítulo que se muestra a continuación corresponde a las fallas que el sistema de bombeo mecánico ha presentado y que se tiene registro en la literatura, empezando con los factores que las promueven hasta las fallas presentes en los tres elementos representativos del sistema (sarta de tubería, sarta de varillas y bomba).

2.1 Factores que promueven las fallas

Son muy diversos los factores que afectan a los componentes del bombeo mecánico, a continuación se describe componente a componente los factores que tienen incidencia en las fallas.

2.1.1 Varillas. El movimiento lineal recíprocante ha sido equiparado al de una cadena de metal flexible debido al pandeo que muestra cuando está sometido a las cargas máximas y mínimas. La manipulación incorrecta contribuye a que se ocasionen fallas, puede ser por doblamiento, rayones, abolladuras y marcas.

El continuo pandeo de la sarta incrementa los esfuerzos tensiles que pueden causar fracturas microscópicas, los rayones y abolladuras reducen el área transversal creando puntos de concentración de esfuerzos, estos son llamados “elevadores de esfuerzos”, el torque incorrecto en los acoples puede generar un alargamiento de la sarta debido a la carga soportada debido a que el peso queda sobre los hilos de la rosca macho y genera una elongación permanente.

Algunos de los problemas operativos que afectan la sarta de varillas son:

El golpe de fluido: cuando la capacidad de levantamiento de una bomba excede la tasa de in flujo de líquido a la bomba, entonces, el barril no es llenado completamente con el fluido en la carrera ascendente. Cuando el pistón con la carga de la columna de líquido comienza con la carrera descendente, la válvula viajera no abre adecuadamente, el pistón empieza a descender con la carga total, en el espacio que ha quedado libre, cuando el pistón alcanza el nivel de fluido, provoca golpes y esfuerzos repentinos de compresión, la carga dinámica que ocurre en el golpe del fluido genera pandeo y dobleces en la sarta de varillas que a la final fallaran por fatiga, aumenta el desgaste entre las varillas y la tubería de producción, afloja los acoples de las varillas y los rompe, y las partes de la bomba se pueden dañar si no es anclada a la bomba. En superficie, las excesivas cargas de choque pueden dañar los cojinetes de la unidad de bombeo, originando torque instantáneo que sobre cargan el reductor de velocidad.

Sincronismo: Las varillas poseen una frecuencia natural, esta frecuencia posee una velocidad de onda que viaja a través de la sarta de varillas, estas ondas de vibración se transmiten y se reflejan constantemente. Cuando la onda reflejada está a 180 grados desfasada con la onda transmitida, la suma vectorial de amplitudes de ondas se cancelan, pero si la onda reflejada está en fase con la onda transmitida, las amplitudes se reforzaran provocado esfuerzos adicionales, generando fallas. Este desfase ocurre con las vibraciones puede ocasionarse por el desbalance en la unidad de bombeo.

Los servicios de pozo que se prestan generalmente son para la bomba, aunque no hay que menospreciar el volumen de trabajos que se realizan al mantenimiento de la sarta de varillas, para Ecopetrol cuando se hace un servicio por varilla partida o tubería rota, se cambia la herramienta que se encuentra fallada además de dos por encima y dos por debajo, en el caso que no se cambie la totalidad de la sarta. Se recomienda en el diseño acoples con tratamientos térmicos que agreguen

mayor soporte y la correcta manipulación en el ensamble de la sarta para proteger el área transversal.

Erosión en las varillas: de naturaleza mecánica, es causado por el flujo turbulento de fluidos sobre la superficie del metal, la turbulencia es producida por el flujo de fluido a alta velocidad y la cavitación que puede ser obtenida de la formación y el colapso precipitado de las burbujas de vapor, que desarrollaran una acción de golpe, lo que desgasta insensatamente al metal o a las películas protectoras, la erosión y la corrosión es una combinación de dos ataques destructivos sobre el acero, la cavitación o reflexión causada por la turbulencia removerá las capas pasivas exponiendo el metal nuevo para ser corroído incesantemente, los fluidos turbulentos traen sólidos así como sales y granos de arena puliendo a lo largo de la superficie del metal causando la erosión, una combinación de estos tres tipos de eventos hace muy difícil proteger las varillas en servicio.

Desgaste en el cuerpo de las varillas: resultado del rozamiento de dos superficies juntas bajo cargas. Minuciosos defectos de una superficie sobre otra debido a la presión de fricción que rasga a lo largo de la lubricación es el separar las dos superficies, pero la presión extrema puede causar que el lubricante sea barrido entre las superficies de contacto permitiendo el desgaste. Generalmente se presenta en pozos desviados en zonas de un cambio elevado de la inclinación. Este rozamiento afecta tanto a la varilla como a la tubería afectando mayormente al elemento menos duro.

El daño del elevador: Las varillas pueden ser dañadas por gran variedad de elevadores, si se introduce la varilla en el elevador con demasiada fuerza puede producir el mismo efecto como el de martillo sobre la varilla y puede cortar u ocasiona abrasión de la capa descarburizada, también, doblando la varilla con el elevador de varilla. El aro de soporte de los elevadores podría ser

posicionado dentro del gancho así de un modo en que el eje del elevador este siempre paralelo al terreno, esto permite a la cama del elevador ser pivoteada y ajustada. Después del servicio extendido el asiento del elevador puede llegarse a desgastar, permitiendo a la varilla entrar más lejos dentro del elevador, si la línea centro de la varilla, cuando está sentado en el elevador no coincide con la línea centro del elevador, la varilla será doblada cuando el elevador eleve el peso de la sarta de la varilla, esta situación causa un balanceo del peso del gancho en la cama del elevador y causa al elevador un incremento, la varilla es mantenida firmemente dentro de la garganta del elevador y es doblada por la acción palanca del movimiento inclinado.

Las llaves de potencia: Pueden llegar a ser inadecuadas por un inapropiado armado, la inexperiencia del operador de la llave y la necesidad de una calibración frecuente de la mordaza del torque, el sobre torque y el bajo torque de las juntas de la varilla ocurrirán al menos que el método del desplazamiento sea cuidadosamente observando la potencia útil del torque de las cuñas. Las llaves de potencia podrían estar en mantenimiento de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, esto no impide el empleo de las llaves con el motor de soporte, si ellas dan la unión estimada. Los hilos deben ser limpiados y lubricados antes del ajuste.

2.1.2 Bomba de subsuelo. Lugar donde se encuentran las válvulas que se encargan de la admisión y extracción del fluido a través de ellas mediante el efecto de succión que se produce de superficie a través de las varillas que llegan al pistón.

La selección adecuada de la bomba, así como su ubicación son fundamentales en la eficiencia que tenga en funcionamiento, los parámetros que mayor influencia tienen en su funcionamiento son: la profundidad del pozo, la temperatura de fondo, clase de válvulas y la viscosidad.

Algunos aspectos operacionales para tener en cuenta: las bombas TH son usadas para

producción de grandes volúmenes de fluido, La bomba de varilla de barril estacionario con anclaje superior es apropiada para pozos con gas y arena, cuando es aplicado para un pozo con gas, el barril de la bomba puede ser usado como un ancla de gas para proveer una separación de gas más efectiva, este tipo de bomba puede ser usada sobre pozos con arena, porque la arena no puede establecerse en el espacio entre la bomba y la tubería y por consiguiente no pega. La bomba de varilla de barril estacionario con anclaje inferior es recomendada para la producción de crudo limpio y con presencia de gas, este sistema de succión ofrece baja resistencia al flujo de fluido. La bomba de varilla de barril viajero es conveniente para la producción de aceite con arena, la válvula viajera actúa como un cheque de arena y evita que la arena se establezca sobre el tope del pistón cuando la bomba es parada.

Se recomienda una carrera larga a baja velocidad, la carrera de bombeo puede ser ajustada observando las válvulas viajeras y la fija, la bomba no admite que sea golpeada en el tope o en el fondo, cuando una bomba es parada por alguna razón, es aconsejable parar el pistón sobre la carrera ascendente así que algo de arena no causara que el pistón este arenado cuando el pozo sea iniciado nuevamente. Una bomba nueva o reacondicionada deberá ser operada lentamente para unos pocos miles de recorridos antes de aumentar la velocidad de operación.

Golpe de bomba: es originado cuando se espacia indebidamente la bomba, luego, el pistón golpea en la carrera descendente, desasentando la válvula fija, hay que tener en cuenta un debido espaciado de la bomba después de los trabajos de reacondicionamiento y servicios a pozo. Hay que calcular la elongación de la sarta de varillas por su propio peso y por la carga de fluido. Hay que dejar 12 pulgadas entre la válvula fija y el extremo del pistón.

Golpe de gas: asociado con los pozos con alto GOR y con una ineficiente separación de gas en el fondo, cuando se produce fluido con gas disuelto y ese se libera en la cámara de succión, luego, la bomba se llena con una mezcla de gas/liquido durante el recorrido ascendente. En la carrera descendente, la mezcla compresible evita la abertura inmediata de la válvula viajera por que debe comprimir el fluido gaseoso para superar la carga sobre esta, la válvula viajera se abre después que las cargas de las varillas y el fluido sobre el pistón comprimen el gas, la presión sobre y debajo de la válvula viajera se igualan permitiendo que esta se abra repentinamente y descargue el fluido dentro de la cámara, aumentando la onda de choque en la sarta de varillas, esta es similar a la onda producida por el golpe del fluido. El golpe de gas origina problemas mecánicos en el equipo de bombeo similares a lo del golpe de fluido, pero además de estos, puede originar en el pozo una condición de “bloqueo por gas”, una bomba bloqueada no desplaza ningún tipo de fluido porque está completamente llena con gas, evitando la acción normal de la válvula viajera, el golpe de gas hace que el fluido caiga sobre la válvula fija golpeándola y provocándole severos daños.

Cavitación: Es un fenómeno (exclusivo de los líquidos) producido por la disminución de la presión debido a los efectos dinámicos de un líquido al escurrir, siguiendo fronteras curvas o alrededor de cuerpos sumergidos. Consiste en un cambio rápido y explosivo de la fase líquida a vapor, al ocurrir en algún punto disminuye la presión, hasta un valor crítico o por debajo de él. Por lo general, la presión crítica es igual o ligeramente inferior a la presión de vaporización (P_v). Si este fenómeno ocurre cerca o en contacto de una pared sólida, las fuerzas ejercidas por el líquido sobre las cavidades serán presiones muy grandes y de un fuerte golpeteo, causando fuertes vibraciones.

Arena, abrasión y depósitos de parafina: Los pozos con problemas de presencia de arena son usualmente divididos en dos clasificaciones en general. Los pozos sobre la formación que de

repente tiene un gran aporte de arena al pozo, así taponara las válvulas y pegara la bomba, el área desgasta las partes móviles por abrasión.

Cuando la acción de la bomba se detiene, la arena en la tubería de producción se volverá a establecer en los anulares entre la bomba y la tubería, atascando el pistón, así que esta no puede ser halada, luego debe ser halada “húmedamente” con la tubería de producción llena de fluido, esto incrementa el costo de operación. En pozos abrasivos, las partes expuestas a abrasión pueden ser hechas de aceros aleados fuertes, en la mayoría de los casos, la mejor respuesta para un problema del metal en el pozo abrasivo es el acero al carbono endurecido aproximadamente a 60 Rockwell C, el diseño es el factor más importante cuando se trata con arena, donde la viscosidad del crudo no es un problema.

Los servicios de pozo que generalmente se ofrecen a las bombas, son químicos inhibidores de corrosión y para el activo Lisama existe un tratamiento de aceite caliente para evitar la precipitación de parafinas. Cabe resaltar la importancia de la metalurgia del material de las válvulas que son el corazón de la bomba. Los costos de los químicos pueden ser excesivos a menos que se utilicen partes de la bomba resistentes a la corrosión, varios diseños de bombas y combinaciones de metales han sido desarrollados para reunir condiciones necesarias en los pozos, el diseño adecuado usado en la bomba de acuerdo a las condiciones específicas de un pozo depende de la mayoría de las medias sobre las circunstancias físicas que la envuelven, así las fallas resultan en la pérdida de producción a menos que la bomba sea prontamente reparada. La vida útil de una bomba será determinada por las condiciones normales en el pozo y de la cantidad de trabajo hecho, la cantidad de fluido bombeado y el elevador de esfuerzos implicado.

2.1.3. Tubería de producción. El permanente contacto con la tubería de los elementos que transmiten el movimiento como es la sarta de varillas sumado con una la corrosión presente en el pozo genera desgaste que reduce el Schedule o grosor de la pared de la tubería promoviendo la presencia de falla. Otro problema frecuente es el pandeo constante de la sarta de tubería debido al ciclo de bombeo, generalmente ocurre en los pozos con profundidad mayores a 3500 ft, cuando la longitud de sarta supera esta profundidad siempre se debe dejar trabajando a tensión y debe quedar anclada. Los parámetros que intervienen en el pandeo tubería son:

En carrera descendente: la carga del fluido es transferida desde las varillas a la tubería de producción por acción de la bomba, esto causa que la tubería de producción se alargue hacia el hueco, la cantidad de alargamiento depende de la profundidad de la tubería de producción.

Carrera ascendente: La presión diferencial y la velocidad de descenso de la bomba.

Las escamas o precipitaciones de carbonatos y parafinas: Los depósitos de escamas pueden ser atribuidos a varios factores como la caída de presión, cambio de la temperatura y mezcla de aguas incompatibles. Las escamas pueden restringir o estrangular completamente la producción en la tubería de producción, las líneas de flujo, las perforaciones de la tubería de revestimiento, la carga de la formación o las perforaciones en la tubería de producción. Las escamas han sido conocidas por depositarse en las fracturas y formaciones a alguna distancia desde la cara del pozo.

El servicio a pozo en casos de falla en la tubería de producción por lo general se presenta por fugas en las uniones o por tubos rajados por el excesivo torque que se aplica, un fenómeno que se observa es la tubería rajada o colapsada en donde se le utiliza la llave hidráulica, esta llave crea una marca profunda, la presión hidráulica del fluido producido vence la tubería y falla.

2.2 Tipos de fallas

La selección de los componentes del equipo de fondo es el primer paso para evitar que las fallas aparezcan, una correcta manufactura, manipulación y uso pueden maximizar la vida útil del equipo de subsuelo. El diseño dicta las condiciones de operación con esto el buen funcionamiento.

La corrosión es un factor que afecta directamente a la vida útil reduciéndola, promoviendo la aparición de fallas debilitando la estructura de los materiales. La corrosión que es el resultado destructivo de una reacción electroquímica entre el acero usado en la herramienta y el ambiente operativo al que está sometida. Aunque es imposible eliminar completamente la corrosión, si es posible controlarla y retardar su efecto destructivo, luego es conveniente determinar el tipo de corrosión que se puede presentar en determinados pozos.

El desgaste mecánico de las superficies de los componentes es un factor determinante al momento de analizar las fallas, provocado por la fricción que se genera entre los fluidos y las superficies de los componentes o entre los propios componentes como por ejemplo varilla-tubería. Puede ocasionar fallas que dejen sin aporte de fluidos en superficie al pozo.

Sarta de varillas

Asumiendo que el diseño de la unidad de bombeo es el adecuado. El primero y tal vez más importante factor de precaución es la manipulación de las varillas. Mientras que muchos investigadores han demostrado que la corrosión y otros factores pueden reducir sustancialmente mediante la aplicación de ciertas prácticas de manejo de las varillas. Por ejemplo, la presencia de picaduras o imperfectos (ya sean de carácter microscópico) permite que agentes corrosivos entren en contacto con el metal y aceleran su proceso destructivo.

El esfuerzo al cual el material falla se llama límite de proporcionalidad elástica, y este límite no puede ser utilizado para establecer el máximo esfuerzo permisible en condiciones de trabajo para las varillas. Ya que las varillas están sometidas a cargas cíclicas se verán sometidas a fallas por fatiga, las cuales ocurren por debajo del límite de proporcionalidad. Por lo cual se debe hallar un límite máximo sin que se presente falla. Pero en la práctica ningún tipo de material podría sostener un número infinito de ciclos, para el acero por ejemplo se ha encontrado que su máximo límite puede ser hallado para un número de 10'000.000 de ciclos sin falla alguna. El límite máximo en una sarta de varillas depende de los componentes asociados en la aleación (carbón, silicio, níquel, cromo y molibdeno), los agentes corrosivos presentes en el fluido H₂S, CO₂ y O₂.

Fallas por tensión: ocurren cuando la carga aplicada excede la resistencia a la tensión del material, así la carga se concentrará en ese punto y creará la apariencia de cuello de botella al reducirse el área transversal del mismo en ese punto, cuando la sección transversal del material no es lo suficientemente fuerte para sostener la carga impuesta, este fallará seguramente en ese lugar.

Fallas por fatiga: se define como la falla del material por la acción de cargas cíclicas en el tiempo y la cual se inicia con pequeñas grietas que crecen cada vez más.

Las fallas por fatiga son inducidas por una multiplicidad de elevadores de esfuerzo; los elevadores de esfuerzo son discontinuidades visibles o microscópicas que ocasionan un aumento en el esfuerzo local durante la carga.

Fallas mecánicas: puede ser causado por diseño inadecuado, procedimientos incorrectos de preservación y manejo, procedimientos inadecuados de enrosque y desenrosque o cualquier combinación de estos. El tiempo a la falla será influenciado por muchas variables, entre las más

importantes serán el esfuerzo máximo, ambiente operativo, orientación del daño, química del material, tipo de tratamiento térmico, gama de esfuerzos.

Fallas por daños superficiales: aumentan los esfuerzos durante las cargas aplicadas. El tipo de daño y su orientación contribuyen a esfuerzos mayores sobre aquellos asociados al daño longitudinal. Una picadura ayudara a crear una mayor concentración de esfuerzo y sería más perjudicial, para impedir un posible daño por la acción de los martillos, llaves hidráulicas, elevadores y otras herramientas.

Fallas por desconexión: al momento de apretar la rosca macho de la varilla con el acople o la rosca macho de la tubería de producción con la caja de rosca hembra, las recomendaciones a seguir son las que el fabricante entrega para el desplazamiento circunferencial y el torque adecuado para aplicarlo dependiendo si es una varilla o tubería nueva o usada. Algunas de las cosas que causan la falla son el desplazamiento rotacional, hilos sucios, los hilos dañados, mala lubricación, pérdida de la cara del hombro debido al martilleo y el golpe de fluido. Cuando las varillas o tubería son corridas, la atención se centra en la inspección de todos los hilos de la rosca macho y de la rosca hembra, es importante que todos los hilos estén libres de mugre y que todos los hilos estén en buen estado, esta labor hace que sea más fácil la ocupación, el enroscado y el desenroscado de los hilos, el tiempo adicional ocupado en él enrosque de la unión será compensado para mantener las varillas limpias y en buen orden mecánico.

Fallas en el cuerpo: la mayoría son por fatiga debido a los elevadores de esfuerzos y las cargas soportadas, hay una excepción a esta regla, esta es cuando la varilla falla mientras está siendo halada excesivamente con un equipo de servicio de pozo, como cuando se hala una bomba pegada en la tubería de producción.

Fallas por corrosión: El hierro elemental en el acero se combina con la humedad o ácidos para formar otros compuestos como sulfuros, carbonatos, óxido de hierro, etc. Todos los ambientes pozo abajo son corrosivos hasta cierto punto, como regla general cuando el porcentaje de agua sea mayor al 20% estando el fluido producido en la fase acuosa con gotas de petróleo, podrá ocurrir el "picado" con pérdida de metal. Otras condiciones que también producirán daños en el pozo incluyen: Cuando el sulfuro de hidrogeno en el agua que se encuentre a una presión parcial mayor 0.05 psi, cuando el CO2 en el agua es mayor a 200 ppm, cuando los cloruros en el fluido total son mayores a 5000 miligramos por litro, cuando hay oxigeno presente en cualquier cantidad, cuando el pH del fluido es menor que 7, cuando los sólidos son abrasivos y mayores a 100 ppm. Y la velocidad del fluido es alta.

Sarta de tubería

Debe estar en buenas condiciones y proporcionar un sello ajustado sobre su longitud entera en orden a contener la presión interna y prevenir el escape de gas o líquido por el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento, igualmente, la tubería de producción deberá ser capaz de resistir la considerable presión externa, las grietas pueden desarrollarse en el medio de una junta debido a un defecto de fabricación o a un hoyo causado por la abrasión o la corrosión, pero más frecuentemente se encuentra ocurriendo en las conexiones enhebradas a cada extremo,

aunque la presión de la formación en el pozo puede ser solamente unos pocos cientos de libras, la columna de fluido que es elevado dentro de la tubería de producción se extenderá a la superficie, entonces la presión hidrostática de una columna de agua usada como referencia es alrededor de 1-1/2 psi.

3. Gestión de fallas

Este capítulo se desarrolla con base a los sistemas de extracción (levantamiento artificial o flujo natural) en pozos productores, existen ciertos factores que intervienen en el buen funcionamiento de los equipos, ocasionando fallas que reducen la vida útil de cada uno de sus componentes, generando gastos por intervenciones y producción diferida; es por esto que se hace necesario realizar la gestión de análisis de falla, y se requiere la siguiente información (Ecopetrol S.A. , 2014):

- Identificación, estado mecánico, equipos instalados y desviación del pozo.
- Condiciones de diseño del sistema de extracción.
- Fechas de instalación, arranque y parada del sistema.
- Parámetros operacionales (Caudal, velocidad del sistema, sumergencia, etc.)
- Propiedades de fluidos (BSW, Viscosidad, densidad, etc.).
- Parámetros del yacimiento (Presión Yacimiento, Temperatura de fondo, etc.).
- Descripción del equipo de fondo (fabricante, tipo, modelo, metalurgia, etc.)

- Historial de intervenciones anteriores con sistemas fallados y no fallados.
- Diagnostico preliminar de la falla antes de la intervención de subsuelo.
- Evidencias durante la desinstalación del sistema de extracción.
- Reportes de desensamble (Teardown) y protocolos de prueba de los componentes del sistema.
- Reportes de instalación, desinstalación, arranques del sistema.
- Especificaciones de equipos y demás documentos requeridos para completar el análisis.



Figura 5. Diagrama de flujo de gestión de fallas en sistemas de extracción.

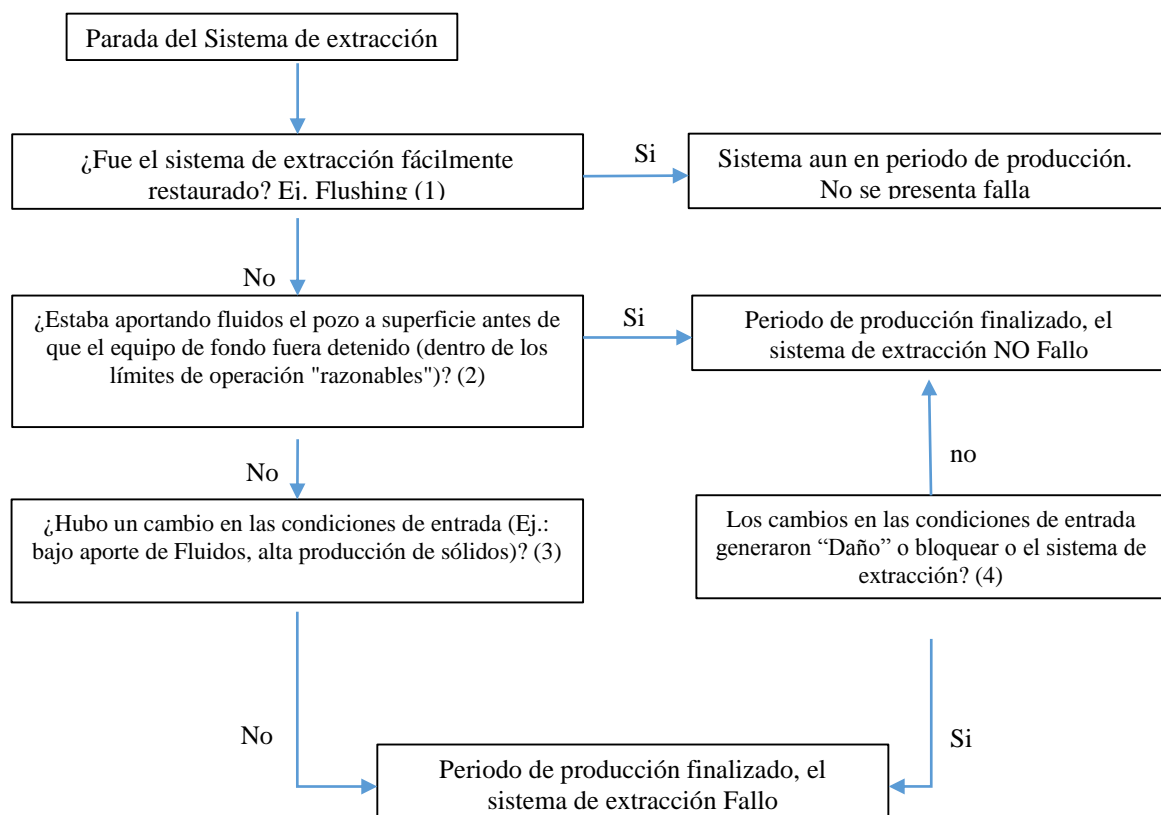
Diagnostico Preliminar de Intervención

En esta primera etapa de gestión se define la razón de intervención y se identifica si ocurrió falla o no en el sistema de extracción; se debe tener claridad de los conceptos que están asociados con el evento de la intervención.

Concepto de Falla de Sistema de Extracción

De acuerdo a la norma ISO 14224 una falla se presenta cuando el sistema de extracción no puede cumplir la función para el cual fue diseñado, este operando o cuando deje de operar.

- ✓ Si se realiza un servicio de flushing o re espaciamento exitoso, no se considera una falla.
- ✓ Cuando se interviene un pozo por falla, aunque se intervenga con varios equipos, se cuenta como una sola falla.
- ✓ Baja eficiencia de bomba por fuera de los parámetros establecidos se considera falla.



(1) Fácilmente Restaurado es: No se realiza desinstalación (pulling) o reparación de componentes. Costos mínimos necesarios para reactivar el sistema

(2) Si se produce una reactivación fallida la respuesta es "NO". Ej. Flushing no exitoso.

(3) Las condiciones actuales del pozo son muy diferentes a las del diseño.

(4) "Daño" es cualquier falla que puede afectar significativamente el desempeño del sistema para el cual fue diseñado.

Figura 6. Diagrama de decisión de ocurrencia de falla de sistemas de extracción

3.1 Conceptos de Tiempos de Exposición de sistemas de extracción.

Fecha de Parada: Fecha en la cual se presenta parada del sistema de extracción para realizar intervención. La fecha de parada hace referencia a cuando se presenta la falla y el pozo queda fuera de servicio; en caso de que el sistema esté operando con falla, la fecha de parada se registra cuando el pozo se apaga para inicio de intervención.

Fecha de Arranque: Fecha en la cual se pone en marcha el sistema de extracción después de una intervención de subsuelo. En el caso de presentarse una intervención donde no se realiza desinstalación del sistema de extracción no se registra como fecha de arranque (Ej. Flushing exitoso, Registros).

Tiempo de Duración: Diferencia entre la fecha de parada y la fecha de arranque, incluyendo los tiempos en el cual el sistema de extracción estuvo parado sin fallas de fondo y sin intervención.

Tiempo de Duración Efectiva (“Run Time”): La suma de todos los períodos de tiempo en los cuales un sistema estuvo realmente funcionando en el pozo (descontando todos los períodos intermedios en que no estuvo operativo). Se calcula como la diferencia entre el tiempo de duración y los días fuera de operación.

Vida Útil (“Run-Life”): El Tiempo de duración efectiva (“Run time”) de un sistema hasta su Falla.

Fecha de Instalación: Fecha en la cual se realiza la instalación del sistema de extracción durante una intervención de subsuelo.

Fecha de Desinstalación: Fecha en la cual se realiza la desinstalación del sistema de extracción durante una intervención de subsuelo.

Período Completo: Es un Período de Producción en el cual el Sistema ya no está funcionando y ha sido o será retirado del pozo. Nótese que los Períodos Completos pueden incluir períodos en los que el Sistema ha fallado y también períodos en los que el Sistema ha sido retirado por otras razones, sin haber fallado (como cambiar a otro método de levantamiento artificial).

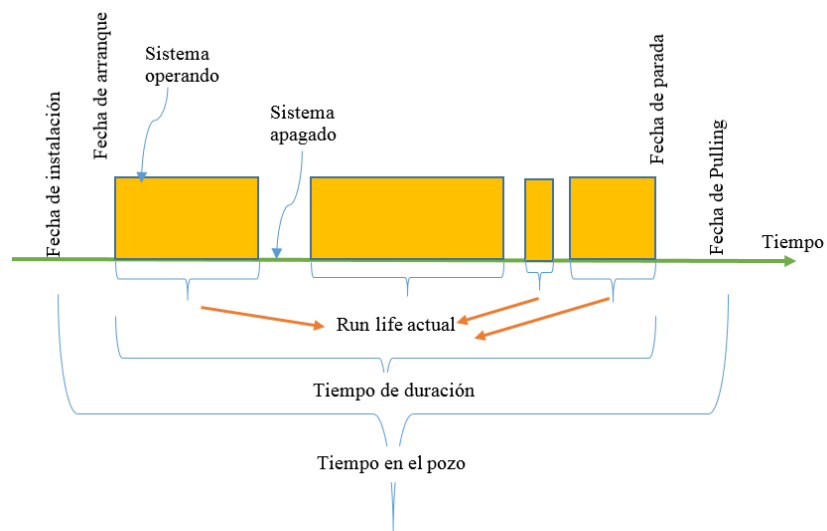


Figura 7. Diagrama de tiempos de exposición de los sistemas de extracción

3.2 Razón de Desinstalación del Sistema de Extracción

Razón General de La Desinstalación: Se define cuando se presenta falla del sistema de extracción o cuando se requiere sacar el sistema por cualquier otra circunstancia diferente a falla.

Tabla 2.

Razón de desinstalación del sistema de extracción.

Razón de desinstalación general	Razón de desinstalación específica	Descripción
	Alta temperatura del devanado del motor	
	Alta vibración	
	Baja capacitancia dieléctrica del aceite del motor	Sospecha de falla indicada por las medidas anormales de la instrumentación de fondo
	Presión anormal de descarga	
Condición anormal de operación	Otra condición anormal de operación detectada	
	Alta corriente/alto torque	
	Alto voltaje	Sospecha de falla indicada por las medidas eléctricas
	Baja corriente/bajo torque	anormales o eventos eléctricos
	Baja impedancia/resistencia	de fondo
	Bajo voltaje	

Tabla 2. *Continuación*

Razón de desinstalación general	Razón de desinstalación específica	Descripción
Condición anormal de operación	Desbalance entre fases	
	Cortocircuito	
	Fuga de corriente	Sospecha de falla indicada por las medidas anormales de caudal
	Bajo flujo en superficie	
Suspendido	Sin flujo en superficie	
	Abandono permanente	Desinstalación del sistema debido a que el pozo quedara suspendido
	Abandono temporal	
Cerrado		
Mantenimiento/Reparación	Reparación del revestimiento	Desinstalación del sistema para realizar mantenimiento o reparación del pozo o de otro equipo de fondo
	Reparación de la tubería	
	Reparación del sistema de control de arena	
	Reparación de otro componente de fondo	
	Reemplazo proactivo	
Otro	Limpieza	Desinstalación del sistema (con o sin falla) debido a cualquier otra condición anormal o característica inesperada del sistema
	Otra	

3.3 Desinstalación del Sistema de Extracción

Son todas las actividades ejecutadas para la realizar la desinstalación (Pulling) del sistema de extracción cuando se presente o no la falla, aplica para los siguientes tipos de servicios.

✓ **Falla**, Servicios con Rig o RigLess a pozos por fallas y con pulling del sistema de extracción o inyección de fondo a ser intervenidos. Las fallas la podemos clasificar en falla directa o falla indirecta, Se entiende por falla directa, aquella atribuible directamente a uno de los componentes del sistema de extracción por defectos de fabricación, ensamble e instalación (dependen del proveedor). Se entiende por falla indirecta, aquella atribuible a todas las condiciones externas diferentes a una falla directa en los componentes del sistema de extracción, Ejemplo: Monitoreo inadecuado, tratamiento del pozo, sabotaje, etc.

✓ **No Falla con Desinstalación**, o también denominado servicios por “Green Pulling”, son aquellas intervenciones con Rig o RigLess a pozos sin falla y con desinstalación (“pulling”) del sistema de extracción e inyección como son: estimulaciones, reacondicionamientos, limpiezas, aislamiento de zonas, abandono, registros, pulling para dejar inactivo u observador.

No se considera desinstalación del sistema “NO Pulling”, en la ejecución de los siguientes servicios:

✓ Servicios RigLess a pozos sin falla y sin desinstalación del sistema de extracción o inyección como son: Pruebas de tubería, Flushing, bombeo de fluidos en directa o por el anular para restablecer el funcionamiento del sistema de extracción, re-espaciamientos, bullheading, registros, reactivaciones, pruebas, cambios y reparaciones de superficie.

✓ Servicios Rig a pozos sin falla y sin desinstalación como son: completamientos iniciales, reactivación o abandono sin sistema de extracción e inyección instalado.

Cuando se realiza una intervención sin desinstalación del sistema, no se considera como el arranque o parada del sistema de extracción y no afectan el cálculo del “run time” y/o “run life”, solo se consideran como paradas dentro del tiempo de operación del sistema.

Durante la desinstalación del sistema de extracción se deben asegurar todas las evidencias de los componentes extraídos del pozo, identificar su estado y reportar toda la información en los sistemas corporativos. Durante esta etapa no se puede definir la causa de la falla hasta que no se realice el desensamble e inspección de los componentes. Se debe garantizar la cadena de custodia de los componentes fallados para el posterior análisis de los mismos.

Desensamble e Inspección de los Componentes

Durante esta etapa se realiza la identificación del estado de cada uno de los componentes, la determinación del primer componente fallado y su descriptor.

Se debe dar cumplimiento a las normas API para la realización del desensamble de los componentes de los sistemas de extracción.

Primer Componente Fallado: Es el componente o parte del sistema de extracción que en un evento de sucesos llevo a la falla del sistema de extracción, dicho componente no siempre es la parte que se encuentra con más daños severos o la cual genero la razón de la desinstalación, para lograr descubrir dicho elemento a veces se requiere hacer un análisis más detallado.

Descriptor De La Falla: Es el proceso visible físico o químico por el cual se pudo generar la falla del sistema de extracción. Es la respuesta al interrogante ¿Cómo fallo el sistema?, por ejemplo: Desgaste (estator), Roto/fracturado (Varilla).

3.4 Componentes del sistema

Sistema de tubería: El sistema de tubería aplica para todos los tipos de sistema de levantamiento artificial y flujo natural.

Tabla 3.

Componentes del sistema de tubería.

Sistema	Componente	Subcomponente
Sistema de tubería	Tubería	-Conexiones
		-Conexiones-pin
		-Conexiones-acople cuerpo
	Rotador de tubería	
	Ancla antitorque	
	Centralizador de tubería	
	Válvula de drenaje	Shear pin
	Válvula cheque	
	Swivel	
	Empaque de tubería	
	Válvula de seguridad de fondo	
	Bypass	
	Otro componente del sistema de tubería	

Sistema de Bombeo Mecánico (BM): Son todos los componentes asociados al bombeo mecánico, excluyendo la tubería y los equipos de superficie. El Stuffing box no hace parte del sistema.

Tabla 4.

Componentes del equipo de subsuelo del BM.

Sistema	Componente	Subcomponente
Sistema BM	Varillas	*Cuerpo de varilla *shear coupling *soldadura
		*Conexiones *Conexiones-Cuadrante *Conexiones-Pin
		*Conexiones-Acople *Barra Lisa *Guías *Centralizadores
Sistema BM	Bomba	*Barril *Conector *Acople *Rod Valve *Anclaje *Válvula
		Viajera *Pistón *Pull Tube *Niplesilla *Caja *Válvula Fija
		*Bushing
Sistema BM	Intake	*Puertos de succión/malla *Acople *Juntas De Cola
		*Housing *Equipos Para Separación De Arena *Equipos Para Separación De Gas
	Otro componente del sistema	*Camisa *empaquete(ensamble de bomba insertable)

3.5 Descriptores de la Falla

Categoría de La Falla: Es la clasificación del tipo de falla, puede ser: mecánica, eléctrica, del material, entre otras.

Descriptor de Falla: Es el mecanismo de falla del componente. Por ejemplo, Motor “Quemado” o bomba “Atascada”.

Descripción Suplementaria de La Falla: Corresponde a información adicional de la descripción de la falla. Ejemplo: Corrosión por CO₂.

Tabla 5.

Descriptores de falla.

Categoría	Descriptor de falla	Descripción
Eléctrico	*no paso prueba hypot impedancia/resistencia impedancia/resistencia	*circuito abierto *alta *cortocircuito *baja *desbalance entre fases
Externo	*recubierto-externo interno *atascado *atascado abierto	*tapado *recubierto- cerrado *contaminado
Material	*ampollado *derretido *corroído *erosionado/lavado a presión	*endurecido *fragilizado *quemado *sobrecalentado *decolorado *desgastado

Fallas relacionadas con el suministro y transmisión de energía eléctrica.

Fallas causadas por sucesos o sustancias externas, por ejemplo, parafina, asfáltenos, scale, arena, sulfuro de hierro. "atascado abierto" o "atascado cerrado" hace referencia a la posición en que quedan atascadas las válvulas.

Normalmente está relacionado con las características físicas del material, es decir, color, dureza, acabado, etc.

Tabla 5. *Continuación.*

Categoría	Descriptor de falla	Descripción
Mecánico	*doblado *fuga *partido/fracturado	
	*suelto/rotando *pandeado *baja eficiencia	Normalmente es el resultado de fuerza presión
	*explotado/reventado *roto(perforado)	o torque.
	*colapsado *rayado *agrietado *aplastado	
	*dañado *aplanado *abollado *atascado	
	*desconectado *despedazado *falla en prueba de presión *torcido *falla en prueba de vibración *marcas de vibración/frotación	El término "tapado" se utiliza para describir áreas de flujo que se tapan con materiales tales como asfáltenos, arena o scale.
	*tolerancia o alineamiento	
Otro	*descartado por mantenimiento de material *otro *perdida	Otro
Desconocido	*desconocido	Desconocido

3.6 Categoría de la Falla Suplementaria

Tabla 6.

Categorías de fallas.

Categoría	Descriptor de falla	Descripción de falla suplementario
Externo	Contaminado /material extraño	*Arena Producida *Scale *Arena De Fractura *Parafina *Escombros De Reacondicionamiento
	Tapado	*Asfáltenos
Externo	Recubierto-externo recubierto-interno	*Asfáltenos *Parafina
Material	*Ampollado *Endurecido *Fragilizado	
	*Derretido *Quemado *Sobrecalentado	*CO2 *H2S *Microbiológica *Galvánica
	*Corroído *Hinchado *Decolorado	
	*Desgastado *Erosionado/Lavado A Presión	

3.7 Análisis de Causa de Falla

En esta etapa se requiere identificar el origen de la falla al cual se le debe gestionar acciones concretas para evitar que se repita, con el fin de reducir costos de equipos, costos de intervenciones, incrementar la confiabilidad del sistema; para lo anterior se debe tener en cuenta las particularidades de cada campo y las limitaciones propias del sistema.

Para asegurar la asignación adecuada de la causa de la falla se debe tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ No confundir causa de falla con mecanismo de falla (descriptor de la falla).
- ✓ No asignar causa de la falla a condiciones del pozo (Fluidos, yacimiento) a menos de que

sea una condición inesperada.

- ✓ Muy rara vez la causa de la falla está asociada a la calidad de los equipos (defectos de fábrica, manufactura)

- ✓ Tener en cuenta que la frecuencia, la naturaleza y el detalle de la investigación de la falla varían dependiendo de cada situación y comportamiento del pozo.

- ✓ Identificar la causa de la falla es una tarea compleja, requiere de personal con experiencia y que conozca al detalle el sistema, en algunas ocasiones se requiere un análisis de causa raíz que involucre un grupo interdisciplinario.

Causa General de la Falla: Considera toda condición de diseño, fabricación, instalación y operación que pudo ser causante de una falla del sistema de extracción. Para tener certeza de la causa de falla se debe hacer un análisis muy minucioso de todas las variables que estaban en contacto con el equipo cuando se produjo la falla, se debe realizar una inspección y desarme de todos los componentes del sistema para adjuntar evidencias que nos ayuden a identificar los errores y posibles mejoras para las próximas instalaciones. En conclusión, la causa de falla es la respuesta a la pregunta ¿Por qué fallo el sistema?

Tabla 7.

Causas generales y específicas de fallas.

Causa de falla general	Causa de falla específica	Descripción
Diseño/selección del sistema	*selección del equipo capacidad de presión materiales *selección del equipo-capacidad volumétrica *datos inapropiados usados en el diseño *configuración del sistema	*diseño/selección inapropiado del sistema, incluye en uso de datos inadecuados o errores en los cálculos. *capacidad de flujo, potencia de levantamiento o potencia del motor incorrectas. *selección incorrecta del equipo *selección incorrecta del material
Manufactura	*prueba del equipo *selección de materiales *problemas de fabricación *control de calidad *diseño mecánico	*diseño mecánico incorrecto de piezas o componentes *fabricación inadecuada del conjunto de partes o componentes *pruebas incorrecta del equipo o control de calidad
Almacenamiento y transporte	*embalaje *transporte *almacenamiento	*manipulación incorrecta o inadecuada durante el almacenamiento o transporte de equipo
Instalación	*ensamblaje del sistema de taladro *limpieza de pozo *instalación-servicio de campo *se corrió equipo dañado	*procedimientos inadecuados durante la instalación o preparación del pozo *ensamble incorrecto del sistema, incluyendo los empalmes de cables y conexiones de brida
Operación	*método de recuperación mejorada *tratamiento del pozo *monitoreo inadecuado	*procedimientos de funcionamiento o monitoreo inadecuados *las prácticas de manejo del campo

Tabla 6. Continuación.

Causa de falla general	Causa de falla específica	Descripción
Fluidos o yacimiento	*asfáltenos *scale *temperatura de fondo *parafina *gas libre *corte de agua *arena *alto influjo *falla de yacimiento *bajo o ningún flujo*fluidos corrosivos	*condiciones inesperadas del yacimiento, ocasionando taponamientos por scale, parafina, asfáltenos, arenas etc., o bajo/alto productividad, mayor GOR o corte de agua
Completamiento	*falla de las perforaciones *fallas de completamiento del hueco *sistema de control de arena dañado o inapropiado*fallas no relacionadas con el sistema	Fallas del completamiento de hueco del pozo, ej. Revestimiento, liner, etc. Todo lo que este en el pozo sin incluir el sistema de extracción.
Otros	*condiciones climáticas/oceanográficas *sabotaje/vandalismo *desastre natural *interrupción de suministro de potencia/rayo	*condiciones climáticas, guerra, ataques terroristas, etc.
Desconocido	*desconocido	Causa de falla desconocida
Desgaste normal o esperado	*desgaste normal o esperado	Vida útil del equipo cumplida o superación de las expectativas de duración
Construcción del pozo	*sección no tangente	El pozo no fue diseñado/perforado para una aplicación
Facilidades de superficie	*suministro de potencia de pobre calidad *falla de quipo de accionamiento en superficie.	Falla de la instrumentación o control de superficie. Fallas por equipo de flujo en superficie.

3.8 Implementación de Acciones de Mejora Continúa

Consiste en identificar e implementar soluciones técnicas y económicamente viables para mitigar la causa de falla; se deben evaluar los posibles efectos colaterales que pueden generar las soluciones identificadas. La Mejora Continua es un ejercicio sistemático que incrementa nuestra capacidad para alcanzar los resultados planificados y/o mejorar nuestra gestión, depende del escenario al cual nos enfrentemos, y de las posibilidades de actuación que tengamos. El hecho de que el equipo no hubiese fallado no quiere decir que no podemos implementar acciones de mejora continua, se debe desensamblar los componentes para identificar daños insipientes en los componentes del sistema, realizar las reparaciones o cambios menores que apliquen, así como identificar mejoras para próximas instalaciones.

Seguimiento y Lecciones Aprendidas

Etapa en la que se realiza seguimiento a la implementación de acciones, así como de su efectividad, posteriormente generar las lecciones aprendidas que sean de intereses para toda la organización con el fin de asegurar la gestión del conocimiento. Las lecciones aprendidas se deben documentar en las herramientas corporativas, y asegurar su divulgación en las áreas operacionales y comunidades de práctica interesadas, con el fin de estandarizar los resultados.

4. Análisis causa raíz aplicado a la reducción de fallas

Este capítulo hace mención a la metodología análisis causa raíz, como funciona, sus etapas y características principales.

Metodología de análisis causa raíz: es un proceso estructurado, enfocado y analítico que permite identificar las causas responsables de los problemas y establecer las alternativas de solución más eficientes. 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.

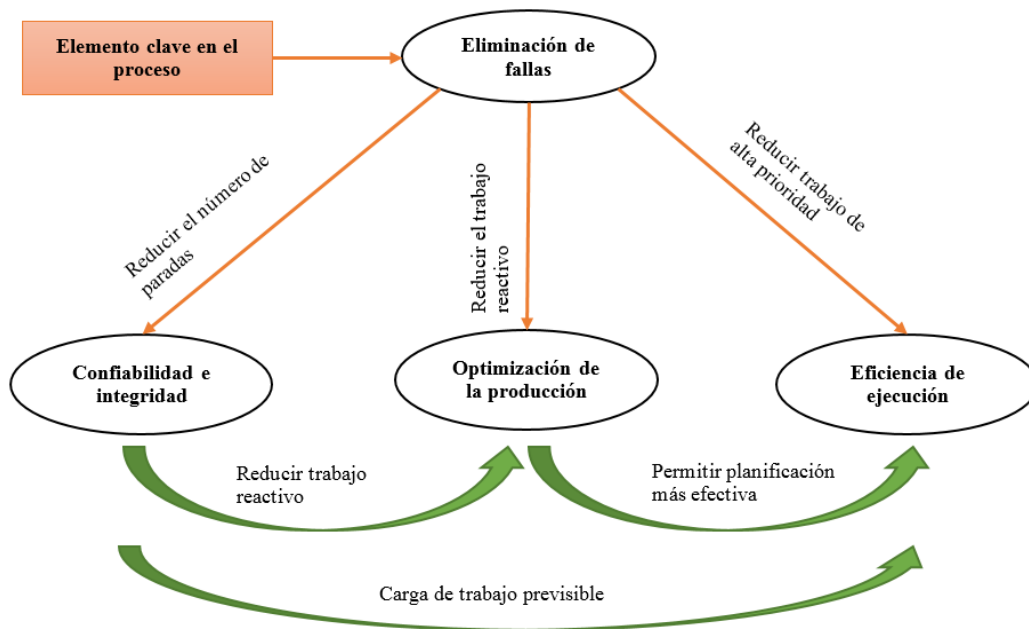
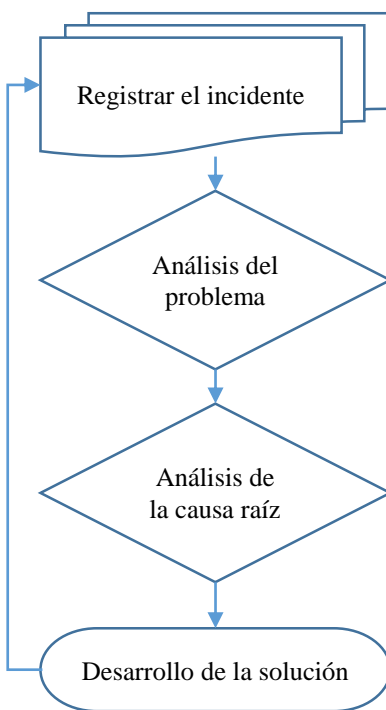


Figura 8. ACR aplicado a la reducción de fallas.

Diagrama Pareto

El análisis Pareto o análisis ABC es una herramienta avanzada genérica de mantenimiento para identificar y jerarquizar datos, con el fin de mostrar que elementos componen el tema que se está analizando. Este permite mediante una representación gráfica o tabular, conocida como diagrama de Pareto, identificar en una forma decreciente los aspectos que se presentan con mayor frecuencia o que tienen una ponderación o incidencia mayor.

4.1 Etapas del ACR



Se debe llevar un registro claro y preciso de las fechas donde se ocurren los incidentes, con el fin de un análisis económico certero y una correlación de datos correcta.

Descomponer una situación compleja en partes manejables, para encontrar la respuesta de ¿Qué es el problema? existen varias herramientas para el análisis del problema como la historia de pozo, el modelo de cambio, etc.

Busca metódica de la(s) causa(s) del problema. En este paso se puede encontrar por qué el problema.

Un método sistemático para la selección más equilibrada (una elimina la causa sin crear problemas nuevos) (Shell Global Solutions)

Figura 9. Etapas del ACR

4.2 Características de la metodología ACR

- La metodología ACR permite conocer que problemas presenta cada pozo. Cada pozo es único.
- La calidad y la cantidad de la información son elementos importantes en el proceso: análisis de los componentes fallados, seguimiento a las variables operacionales, el ingeniero de control de producción dispone de información gráfica que le permiten conocer sus pozos rápidamente y hacer el seguimiento.
- La reducción de fallas crónicas es una tarea compleja, necesita la participación activa e integrada de personas de diferentes áreas: control de producción, mantenimiento de subsuelo, proveedores y expertos en materiales.
- Es difícil implementar la metodología debido a la alta rotación de personal y pérdida de expertos, se debe fortalecer el tema de confiabilidad y de ingeniería de materiales entre los ingenieros y técnicos de control de producción. (Vorley, 2008)

4.3 Selección de los pozos críticos

A continuación se encuentran las fallas ocurridas en los pozos con BM además de su índice de falla y su distribución según en el componente del equipo de subsuelo donde se presentó la falla, este índice de frecuencia es fundamental para poder determinar los pozos críticos con la ayuda del índice de severidad.

Tabla 8.

Índice de falla e índice de severidad

Año	N° Fallas	N° pozos activos	N° pozos fallados	IF BM	Índice de severidad	N° Fallas bomba	IF Bomba	N° Fallas tubería	IF Tubería	N° Fallas varillas	IF Varilla
2014	17	90	15	0,189	1,133	6	0,067	8	0,089	3	0,033
2015	19	85	17	0,224	1,118	5	0,059	11	0,129	3	0,035
2016	12	67	10	0,179	1,200	3	0,045	3	0,045	6	0,090
2017	21	78	18	0,269	1,167	10	0,128	5	0,064	6	0,077
2018	9	73	9	0,123	1,000	5	0,068	3	0,041	1	0,014

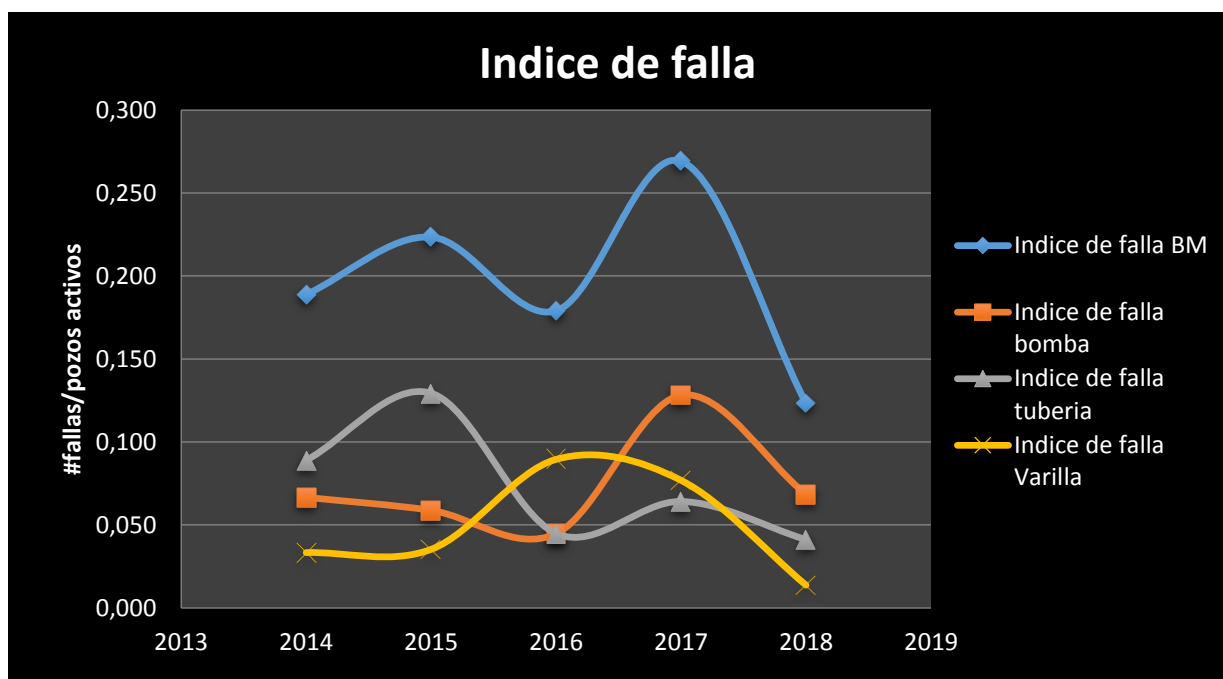


Figura 10. Índice de falla de los pozos con SLA BM

En 2015 se hace la reposición de sarta de tubería a 27 pozos del activo, es por eso que las fallas en tubería disminuyen drásticamente. En 2016 se encontraban en producción 67 pozos en promedio, fue el año que menos intervenciones tuvo debido a los bajos precios del crudo. (Actualmente se encuentran en producción 73 pozos con SLA BM julio de 2018)

Debido a que gran parte de las fallas se presentaron en la bomba se pudo analizar las fallas que se vieron asociadas a parafinas y arenas.



Figura 11. Distribución de fallas en bomba

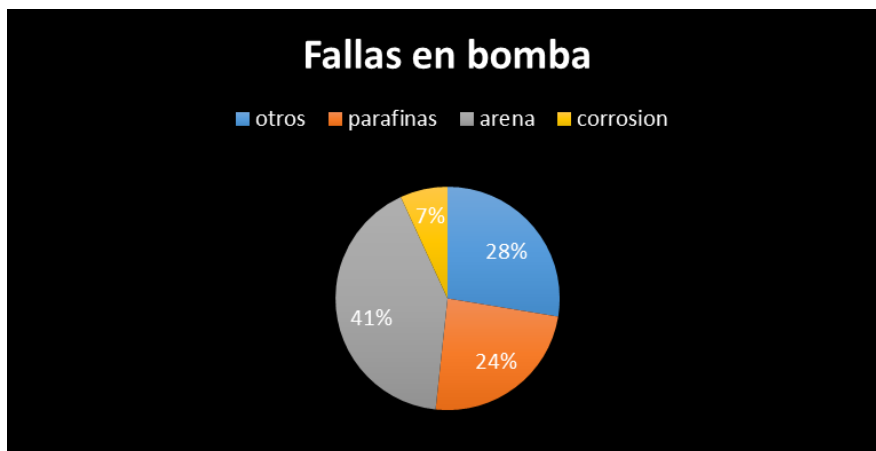


Figura 12. Porcentaje de la distribución de fallas en la bomba

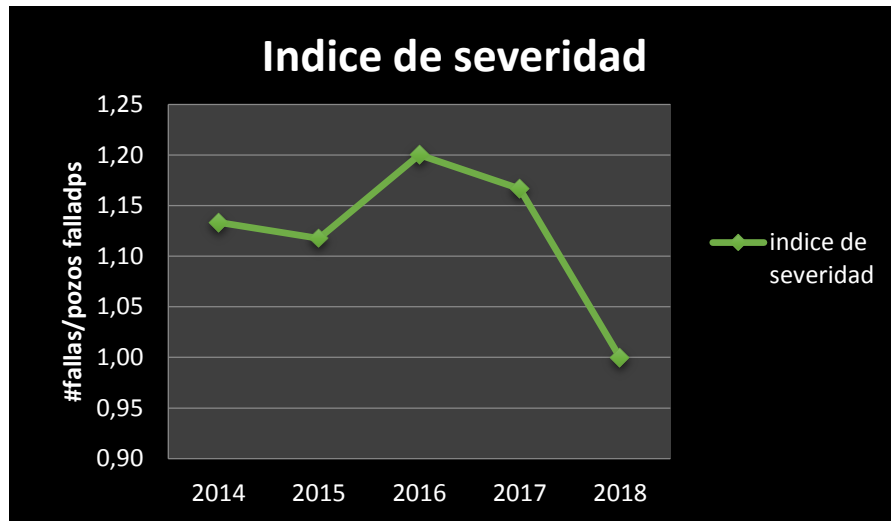


Figura 13. Índice de severidad

El objetivo del índice de severidad es identificar los pozos con fallas repetitivas o malos actores. Cuando Índice de Severidad es igual a 1, los sistemas fallan solo una vez en el lapso de tiempo evaluado (ideal). Para los años 2014-2017 el índice de severidad es mayor a uno entonces para poder determinar los pozos críticos se hace uso de la plantilla de priorización apalancándose en la herramienta ACR diagrama de Pareto.

Partiendo del criterio de la frecuencia de falla, potencial neto, días parados por intervención se alimenta la plantilla de priorización que usa una base de cálculo suministrada por el ICP para determinar los pozos identificados como críticos para la coordinación de Lisama.

Se encuentran 15 pozos que representan más del 60% de las pérdidas económicas por año debido a NPT por intervención.

Se pueden detectar los problemas que tienen más relevancia, mediante la aplicación del principio de Pareto (pocos vitales, muchos triviales) conocido también como la regla 80/20 que dice que hay muchos problemas sin importancia (80% de los problemas) frente solo a unos graves (20% de los problemas). Si se logra determinar cuáles son esos factores vitales se puede concentrar

recursos en el estudio de los mismos con lo que se resuelve la mayoría de los problemas consiguiendo la máxima eficacia y rendimiento de los recursos dedicados, logrando con el análisis de Pareto separar los “pocos vitales” de los “muchos triviales”.

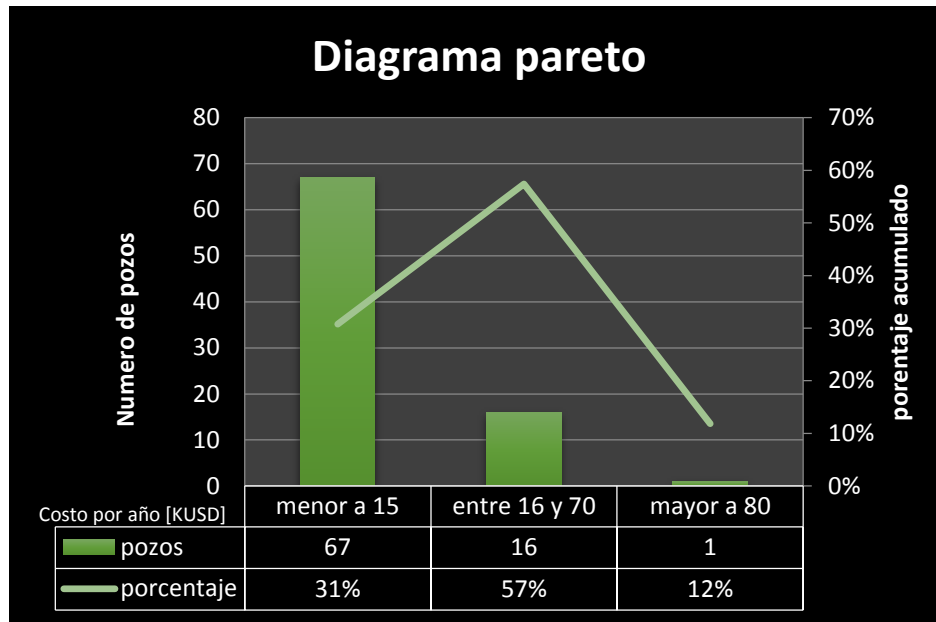


Figura 15. Diagrama de Pareto para selección de pozos críticos.

Encontramos que estos 15 pozos corresponden al 69% de los costos para el activo Lisama, más adelante se detallan las fallas que ocurrieron en cada uno para su posterior análisis. Los pozos críticos son los siguientes:

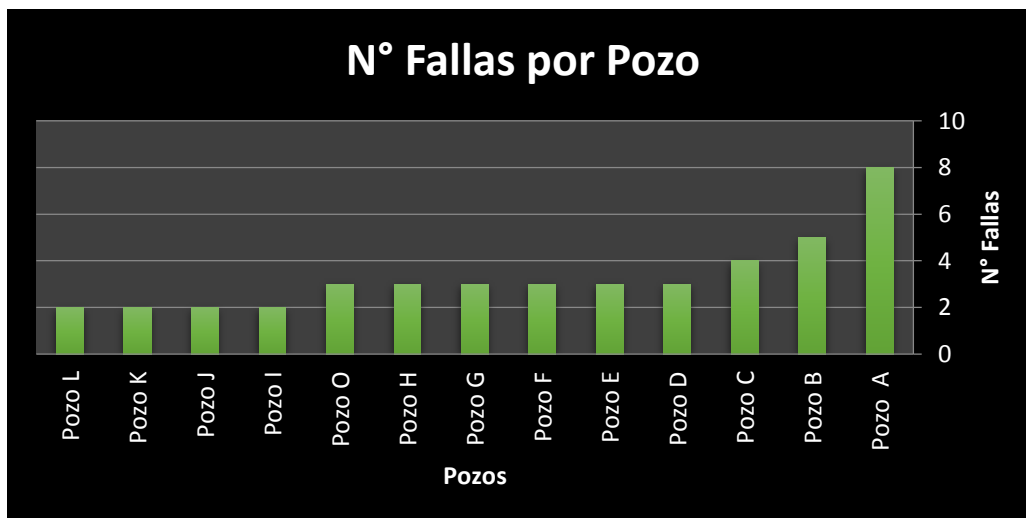


Figura 16. Pozos que más fallas han presentado.

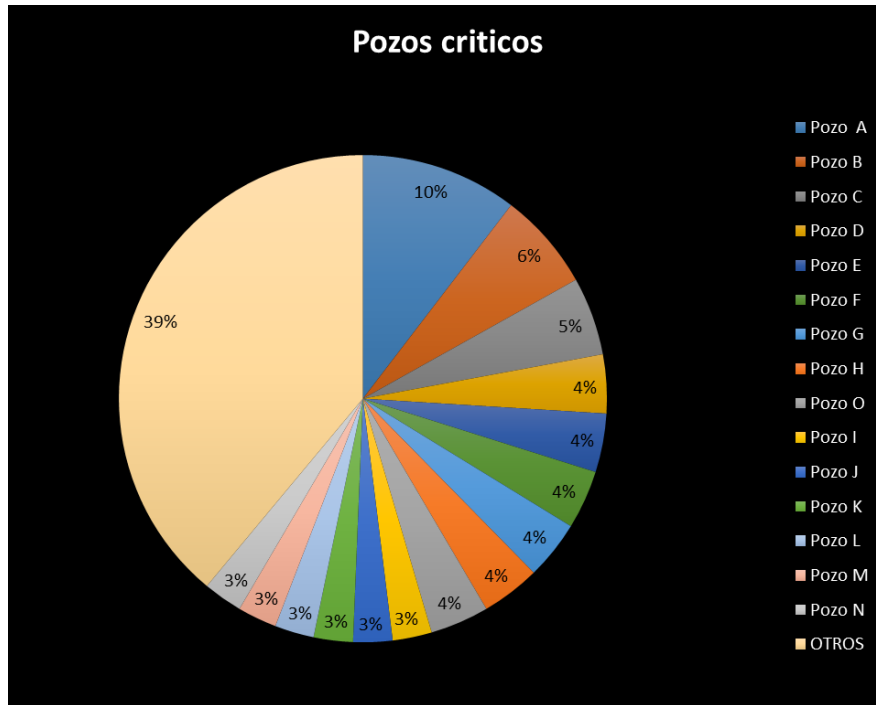


Figura 17. Porcentaje agregado por las fallas de los pozos críticos.

5. Análisis de fallas en la coordinación de Lisama

Este capítulo hace referencia a los resultados que se obtuvieron luego del análisis que se hizo a las fallas en los pozos con sistema de bombeo mecánico en el lapso del 2014 al 2018.

El análisis de las fallas presentadas en el tiempo de estudio, permiten categorizar en tres grupos las fallas que más se repiten en los pozos de bombeo mecánico, (Falla por: tubería rota, varilla partida y cambio de bomba), esto con enfoque al sistema de subsuelo.

Debemos mencionar los trabajos programados que tienen los pozos (workover), donde estos últimos no se consideran fallas.

Para la coordinación de Lisama es común encontrar este tipo de fallas en el equipo de subsuelo, donde las fallas por bomba y tubería rota son las más representativas en los últimos 5 años. (2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 hasta el mes de junio).

Estas fallas fueron representadas en cada periodo, para evidenciar las tendencias y los pozos que más influyen, así determinar cuál es la causa que genera las fallas.

El número de pozos productores que participaron fueron 84 y actualmente se encuentran en producción 75 (fecha de corte mayo de 2018)

5.1 Análisis global periodo por periodo

La grafica muestra la distribución de fallas según el componente en cada uno de los años de estudio.

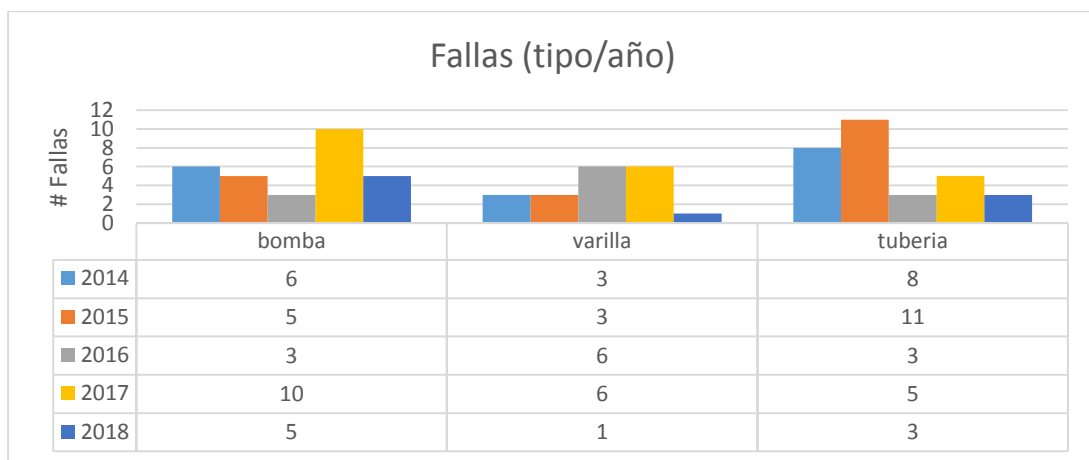


Figura 18. Distribución de fallas en los componentes del equipo de subsuelo en el tiempo de estudio.

Se observa que el año que menores fallas se presentaron fue en el 2012 con tan solo 12 fallas mientras que en el 2017 es el año que mayor cantidad de fallas presenta con 21 fallas, para el 2016 debido a los bajos precios del barril de crudo se encontraban en producción tan solo 67 pozos que a comparación del 2017 estaban 78 pozos produciendo. Esto influye en gran medida a la aparición de fallas.

5.2 Analisis pozo por pozo

Como ya se pudo observar la mayoría de las fallas para la coordinación de Lisama son las que ocurren por bomba y tubería, las fallas por bomba frecuentemente son por pegadas donde el pozo queda sin aporte de fluido en superficie porque la bomba no puede realizar el movimiento recíproco, también puede verse afectada las válvulas cuando un elemento externo genera pase y no permite el sello efectivo entre los elementos mecánicos, esto hace necesario el cambio de bomba. Para las fallas de tubería rota, debemos tener en cuenta las características del fluido producido, el BSW, la desviación del pozo, la vida útil de la sarta de tubería.

Se podrán revisar más a fondo las causas principales de las fallas que se presentan en los pozos a continuación:

Pozo A

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 54 BPD con un BSW de 0.8% y un potencial de gas de 180 KSCFD.

Después de la intervención de marzo de 2005 donde se cambió el diseño de bombeo, el pozo empezó a fallar por varilla partida a una profundidad de 200' en el intervalo de varillas de la 7 a la

9, se encuentra una restricción en el casing de producción debido a una falla geológica, generando 8 fallas por varilla partida.

En 2015 se intentó trabajar con un arreglo de cable de 1" pero solo duro 15 días antes de fallar por la soldadura, se volvió a usar varilla, ese mismo año se intentó bajar Blast joint a esa profundidad con el fin de proteger la integridad de las varillas, pero no fue posible por la rigidez de esta tubería.

El pozo presenta presencia de parafina, lo que dificulta los trabajos de pesca.

El historial de servicio a pozo para el periodo 2014-2018 se muestra en la siguiente figura:

SERVICIOS A POZO												
POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/l)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/D)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
POZO A	24-Apr-17	27-Apr-17	3	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	54	54	0,8	180	3333	\$ 32.256
	16-Aug-17	19-Aug-17	3	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	54	54	0,8	180	3333	\$ 27.577
	14-feb-17	15-feb-17	1	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	55	55	0,85	110	2000	\$ 14.837
	19-jun-14	24-jun-14	5	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	62	60	4	100	1613	\$ 55.640
	28-abr-14	02-may-14	4	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	62	62	0,4	108	1742	\$ 67.332
	29-ene-15	31-ene-15	2	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	64	63	1,3	92	1438	\$ 40.571
	06-feb-15	12-feb-15	6	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	64	63	1,3	107	1672	\$ 142.843
	20-ene-16	23-ene-16	3	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	64	64	0,5	130	2031	\$ 33.412

Figura 19. Plantilla de los servicios a pozo del pozo A

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 1,6 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 10%. En este periodo se presentaron nueve fallas por varilla partida.

Pozo B

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 60 BPD con un BSW de 4% y un potencial de gas de 58 KSCFD.

SERVICIOS A POZO												
POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/C)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
Pozo B	23-Mar-15	03-abr-15	11	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	BOMBA PEGADA	54	53	2	89	1648	\$ 143.625
	04-Nov-16	11-nov-16	7	LIMPIEZA DE ARENAS	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	62	57	8	20	323	\$ 64.000
	07-Apr-17	15-may-17	38	PESCA	FRANKS 0165	PESCA	62	57	8	20	323	\$ 360.905
	11-Aug-17	22-ago-17	11	CAMBIO DE BOMBA	FALCON 11	BOMBA PEGADA	62	57	8	20	323	\$ 102.513
	03-feb-18	12-feb-18	9	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	INDEPENDENCE 47	TUBERIA ROTA	60	57	4	58	967	\$ 115.793
	15-May-18	24-may-18	9	LIMPIEZA DE ARENAS	INDEPENDENCE 47	BOMBA PEGADA	60	57	4	58	967	\$ 105.755

Figura 20. Plantilla de los servicios a pozo del pozo B.

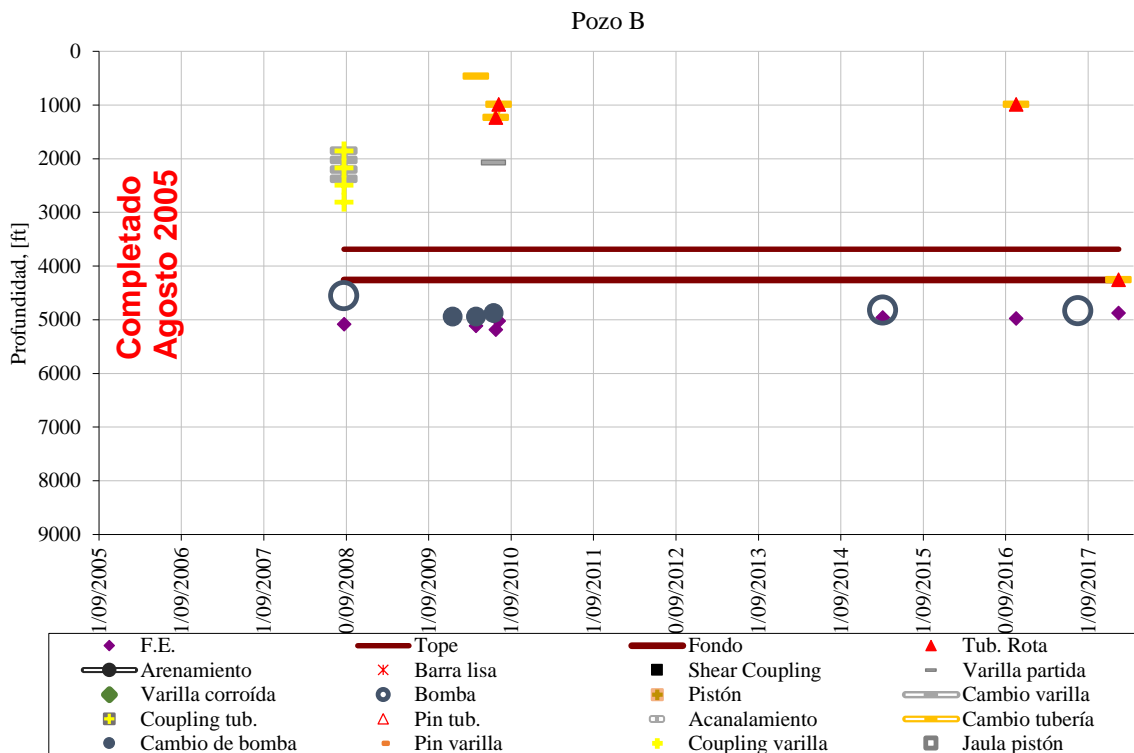


Figura 21. Herramienta ACR (historia de intervenciones) para pozo B.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 1,1 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 6%. En este periodo se presentaron dos fallas por tubería rota y tres por bomba.

El pozo muestra alta presencia de arena y moderada de parafina en las intervenciones realizadas en el periodo de estudio, además se hicieron trabajos de desarenamiento; en Noviembre de 2016

mientras se estaba desarenando ocurre una falla en la operación y el BHA de desarenamiento queda como pescado: 27 ft de la junta No. 134 + 133 juntas + BHA #2 (Bomba desarenadora de 3 1/2"+ 20 JT recámara 3-1/2"+ 01 Flapper de 3-1/2") entonces el pozo queda parado, hasta abril de 2017 que se procede a la operación de pesca.

En agosto de 2017 y mayo del 2018 se interviene el pozo debido a que la bomba se encuentra pegada y no se evidencia producción. En el reporte del taller de bombas revela que la causa es atascamiento por arena.

El pozo presenta un alto índice de corrosión (3,52 MPY), según la norma NACE RP0775 un valor superior a 3 MPY es considerada una corrosión severa. (NACE RP0775, sf)

Pozo C

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 200 BPD con un BSW de 0.2% y un potencial de gas de 222 KSCFD.

La mayoría de fallas que el pozo ha presentado son por varilla partida, el pozo lleva trabajando con esta sarta de varillas desde 2008 cuando cambio de SLA de bombeo hidráulico a bombeo mecánico, la sarta de tubería de producción se cambió en 2018 después de 10 años de trabajo, cabe resaltar que en las intervenciones por varilla partida o tubería rota se cambia la varilla o la tubería y se cambias dos varillas o tubos por arriba y por abajo, adicionalmente si se encuentra otro elemento en mal estado se cambia.

Las profundidades a las que se encontró varilla partida fueron: 1575' en 2015, 125' en abril de 2016 y 4650' en junio de 2016. La profundidad a la que se encontró tubería rota en 2018 fue 3650' cerca del KOP @3550'; en el reporte del taller de bombas de esta última intervención muestra la presencia de parafina en la parte externa del barril.

El historial de servicio a pozo para el periodo 2014-2018 se muestra en la siguiente figura:

SERVICIOS A POZO												
POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/E)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/D)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
POZO C	22-jun-15	27-jun-15	5	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	204	202	0.9	413	2025	\$ 64.123
	29-abr-16	22-abr-16	2	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FALCON 11	VARILLA PARTIDA	213	211	1	473	2221	\$ 24.300
	30-jun-16	03-jul-16	3	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FALCON 11	VARILLA PARTIDA	208	206	1	473	2274	\$ 32.865
	10-abr-18	20-abr-18	10	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	INDEPENDENCE 47	TUBERIA ROTA	200	199	0.2	222	1110	\$ 96.534

Figura 22. Plantilla de los servicios a pozo del pozo C.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,9 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 5%. En este periodo se presentaron tres fallas por varilla partida y una por tubería rota.

Pozo D

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 243 BPD con un BSW de 44% y un potencial de gas de 26 KSCFD.

POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/E)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/D)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
POZO D	10-Jul-17	11-ago-17	32	LIMPIEZA DE ARENAS	FALCON 11	BOMBA PEGADA/C	137	75	45	38	277	\$ 138.180
	18-mar-15	22-mar-15	4	LIMPIEZA DE ARENAS	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	216	125	42	55	255	\$ 154.895
	5-Mar-18	08-mar-18	3	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	INDEPENDENCE 47	BOMBA PEGADA	243	136	44	26	107	\$ 51.130

Figura 23. Plantilla de los servicios a pozo del pozo D.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,7 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4%. En este periodo se presentaron una falla por tubería rota y dos por bomba.

El principal problema del pozo es la producción de arena, reduce la eficiencia de la bomba atascándola o provocando pega, además erosión en la tubería y así produciendo fallas por tubería rota. Se puede observar el alto BSW siendo una de las causas para que sea uno de los pozos con más alto índice de corrosión en el campo (4,23 MPY). El debilitamiento de la tubería por parte del agente corrosivo sumado con la abrasión de la arena genera fallas por tubería rota.

Pozo E

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 80 BPD con un BSW de 2% y un potencial de gas de 210 KSCFD.

SERVICIOS A POZO												
POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS/d)	BSW %	POT NETO GAS (KPCFD)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
POZO E	16-Jul-14	20-Jul-14	4	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	BOMBA PEGADA	99	99	0.4	395	3990	\$ 87 878
	02-Jun-17	09-Jun-17	7	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	FALLA BOMBA	85	84	1.7	210	2471	\$ 89 646
	26-Jan-18	08-Feb-18	13	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO	SERINCO D-11	CAMBIO DE BOMBA	80	78	2	210	2625	\$ 92 642
	8-Mar-18	10-Mar-18	2	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	INDEPENDENCE 47	ESPACIAMIENTO DE LA BOMBA	80	78	2	210	2625	\$ 19 335

Figura 24. Plantilla de los servicios a pozo del pozo E.

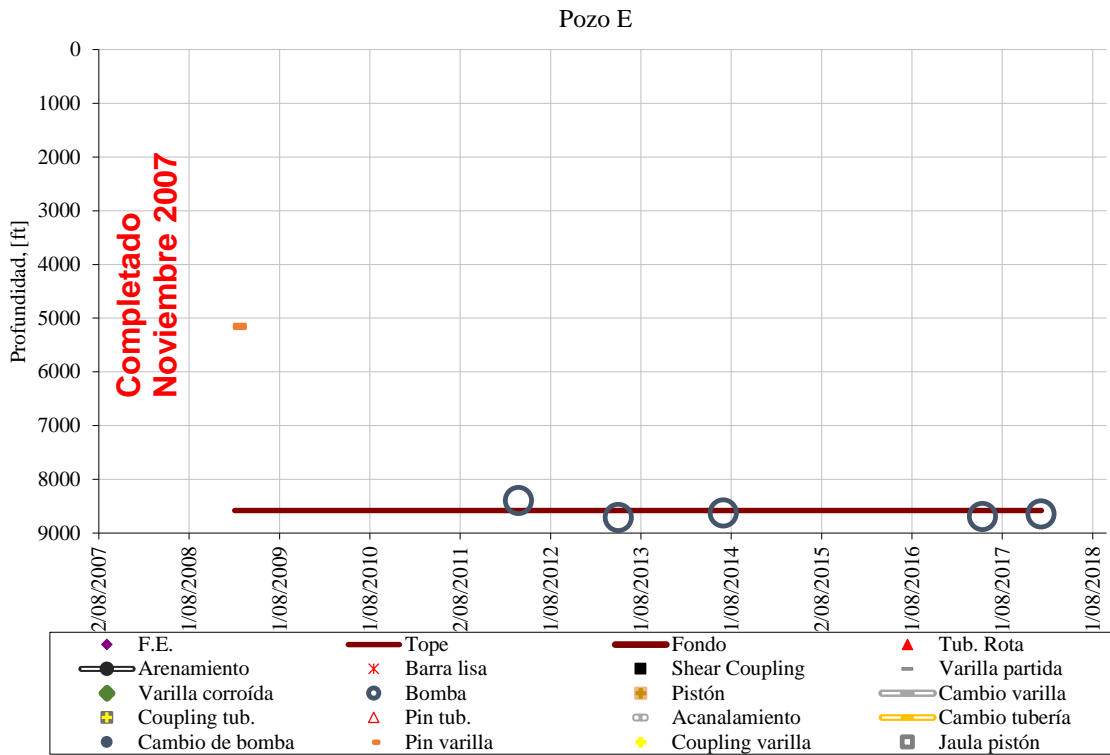


Figura 25. Herramienta ACR (historia de intervenciones) para pozo E.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,7 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4%. En este periodo se presentaron tres fallas por bomba.

El principal problema del pozo es la parafina, causando sobre esfuerzos en las varillas al momento de realizar el movimiento reciprocante y también reduciendo o anulando la eficiencia de las válvulas.

En la falla de julio del 2014 y 2017, se encuentra el recorrido de la bomba fracturado debido a que la bomba queda pegada y el incremento de tensión hace que el material del recorrido ceda hasta el punto de fractura. La bomba usada estos dos años fue de las mismas características, posiblemente no era la metalurgia adecuada.

En el 2018 se encuentra desconexión en el vástago de la bomba y no se deja desanclar, se saca tubería para realizar el cambio de bomba. Se cambia toda la sarta de varilla.

Pozo F

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 50 BPD con un BSW de 2.9% y un potencial de gas de 38 KSCFD.

SERVICIOS A POZO												
Pozo F	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/d)	GOR	COSTO INTERVENCIÓN (USD)
	20-Jan-14	29-ene-14	9	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO	MEFRANKS 4192	TUBERIA ROTA	52	42	20	25	481	\$ 128.877
	03-Aug-15	12-ago-15	9	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	55	44	19.56	52	945	\$ 94.759
	06-sep-17	22-sep-17	16	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	50	48	2.9	38	760	\$ 79.083

Figura 26. Plantilla de los servicios a pozo del pozo F.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,7 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4%. En este periodo se presentaron tres fallas por tubería rota.

El problema fundamental del pozo es la precipitación de parafinas, lo que ha hecho cambiar 10 veces la bomba durante su funcionamiento con bombeo mecánico desde 1992.

En enero de 2014 y 2015 se hace cambio de sarta de producción y de varillas. En el desarme de la bomba en la intervención de 2017, se evidencio atrapamiento por arena y lodo. En 2015 y 2017 el recorrido de la bomba sale fracturado por el recorrido.

Pozo G

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 37 BPD con un BSW de 0.5% y un potencial de gas de 126 KSCFD.

		SERVICIOS A POZO										
Pozo G	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPCf/d)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
	09-ene-14	16-ene-14	7	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	43	42	1.57	165	3837	\$ 91.926
	06-oct-14	07-oct-14	1	CAMBIO DE BARRA LISA	FRANKS 0165	CAMBIO BARRALISA	43	43	0.2	155	3605	\$ 15.853
	27-jun-15	01-jul-15	4	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	50	50	0.33	207	4140	\$ 64.962
	10-mar-18	06-abr-18	27	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	INDEPENDENCE 47	TUBERIA ROTA	37	37	0.5	126	3405	\$ 131.209

Figura 27. Plantilla de los servicios a pozo del pozo G.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,7 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4%. En este periodo se presentaron tres fallas por tubería rota.

El pozo es desviado con ángulo máximo de desviación de 21 grados, con una profundidad de 9261' MD y 8763' TVD.

En la última intervención se reemplazaron las primeras 40 juntas de tubería por nuevas, estaba trabajando con la misma sarta de producción desde que se completó en 2008. Las fallas de tubería rota ocurrieron cronológicamente a las respectivas profundidades: 660', 1680' y 1470'.

En el desarme de la bomba del 2018 en el taller de bombas se determinó que llega sin presencia de arena ni parafina.

Pozo H

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 53 BPD con un BSW de 2.3% y un potencial de gas de 138 KSCFD.

		SERVICIOS A POZO										
Pozo H	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPCf/d)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
	02-mar-15	13-mar-15	11	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	60	56	6	135	2250	\$ 199.160
	15-mar-17	20-mar-17	5	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	FALLA BOMBA	53	52	2.3	138	2604	\$ 35.011
	24-may-17	02-jun-17	9	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	53	52	2.3	138	2604	\$ 82.267

Figura 28. Plantilla de los servicios a pozo del pozo H.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,7 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4%. En este periodo se presentaron dos fallas por tubería rota y una por bomba.

El pozo presenta presencia de parafina, dificulta las operaciones de Well service en la extracción de la sarta de tubería, hace necesario realizar back off (2015).

Para el 2015 la sarta de tubería había cumplido su ciclo de vida útil, venía trabajando desde el 2009.

Hasta el 2017 se cambia la sarta de tubería, esto es importante para analizar las fallas por tubería rota. La tubería rota del 2015 se presenta por rozamiento con la varilla a una profundidad de 1740' en la zona de levantamiento de inclinación. Se cambia la bomba en marzo del 2017 se verifica que el pozo no había aportado arena desde el 2015.

Pozo I

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 38 BPD con un BSW de 3.3% y un potencial de gas de 152 KSCFD.

SERVICIOS A POZO												
	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS/d)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/D)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
POZO I	02-Jul-14	16-Jul-14	14	MANTENIMIENTO EQUIPO BOMBEO MEC	FRANKS 4074	BOMBA PEGADA	49	47	5	54	1102	\$ 201.570
	29-Oct-14	05-dic-14	37	ESTIMULACION	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	54	51	5,4	54	1000	\$ 620.188
	21-Aug-17	31-ago-17	10	MANTENIMIENTO DE SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	38	37	3,3	152	4000	\$ 173.688

Figura 29. Plantilla de los servicios a pozo del pozo I.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,4 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4%. En este periodo se presentó una falla por tubería rota y una por bomba.

El pozo presenta alta presencia de parafina, su historia muestra varias fallas por varilla partida debido al incremento de esfuerzo al que se somete cuando la parafina se precipita, además de varios cambios de bomba por atascamiento y también por disminución de capacidad.

En 2014 se hace un trabajo de estimulación con orgánicos (xileno-varsol-pets) para aumentar la producción.

El problema fundamental de este pozo es la parafina que impide el buen accionamiento de la bomba permitiendo pase y pegándola, haciendo necesario el cambio de bomba.

Pozo J

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 198 BPD con un BSW de 12% y un potencial de gas de 52 KSCFD.

SERVICIOS A POZO												
Pozo J	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/C)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
	09-ago-14	30-ago-14	21	ESTIMULACION	FRANKS 4074	ESTIMULACION ORGANICA	160	152	5.3	81	506	\$ 377 564
	12-Aug-15	17-ago-15	5	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	206	182	11.47	74	359	\$ 73 775
	04-mar-17	14-mar-17	10	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	198	174	12	52	263	\$ 71 285

Figura 30. Plantilla de los servicios a pozo del pozo J.

En 2014 se hace un trabajo de estimulación orgánica y se encuentra la junta 152 de tubería rota por desgaste por roce de varillas, esta falla se da a una profundidad donde hay un cambio drástico de inclinación de 1°-10°. Esta falla sucede de nuevo en el 2015.

En la intervención del 2017 la varilla aparece con gran presencia de parafina, la varilla partida está a una profundidad de 800' cerca del KOP @ 600'.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,4 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3%. En este periodo se presentó una falla por tubería rota y una por varilla partida.

Pozo K

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 136 BPD con un BSW de 3.5% y un potencial de gas de 963 KSCFD.

SERVICIOS A POZO												
POZO K	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS/d)	BSW %	POT NETO GAS (KPCFD)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
		09-nov-14	19-nov-14	11	MANTENIMIENTO DE SARTA DE VARILLAS	FRANKS 4192	VARILLA PARTIDA	190	179	6	568	2589
	15-may-17	24-may-17	9	MANTENIMIENTO DE SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	135	130	3.5	130	963	\$ 82 028

Figura 31. Plantilla de los servicios a pozo del pozo K.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,4 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3%. En este periodo se presentaron dos fallas por varilla partida.

Las fallas por varilla partida se encuentran cerca del KOP @1500', la del 2014 a 2250' y la del 2017 a 2167' se encuentra rota por el coupling por desgaste después de trabajar durante 2 años 6 meses y 18 días. En el último reporte del taller de bombas señala que el barril presento corrosión externa.

Pozo L

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 48 BPD con un BSW de 1% y un potencial de gas de 54 KSCFD.

SERVICIOS A POZO											
FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/C)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
12-Jul-14	01-ago-14	20	CONVERTIR A BOMBEO MECANICO (BM)	ISMOCOL 2938	CAMBIO DE SLA	78	39	50	36	462	\$ 358 146
20-Sep-14	29-oct-14	39	AI SLAMIENTO DE ZONAS	FRANKS 0165	AI SLAMIENTO	78	39	50	54	692	\$ 583 520
25-Feb-15	05-mar-15	8	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO	FRANKS 0165	BOMBA PEGADA	110	88	20	53	482	\$ 124 550
19-oct-16	04-nov-16	16	CONTROL DE ARENAS	FRANKS 0165	BOMBA PEGADA	55	54	1	76	1382	\$ 131 864
22-Aug-17	15-sep-17	24	ESTIMULACION MECANICA	FALCON 11	SUABEO	48	48	1	54	1125	\$ 282 786

Figura 32. Plantilla de los servicios a pozo del pozo L.

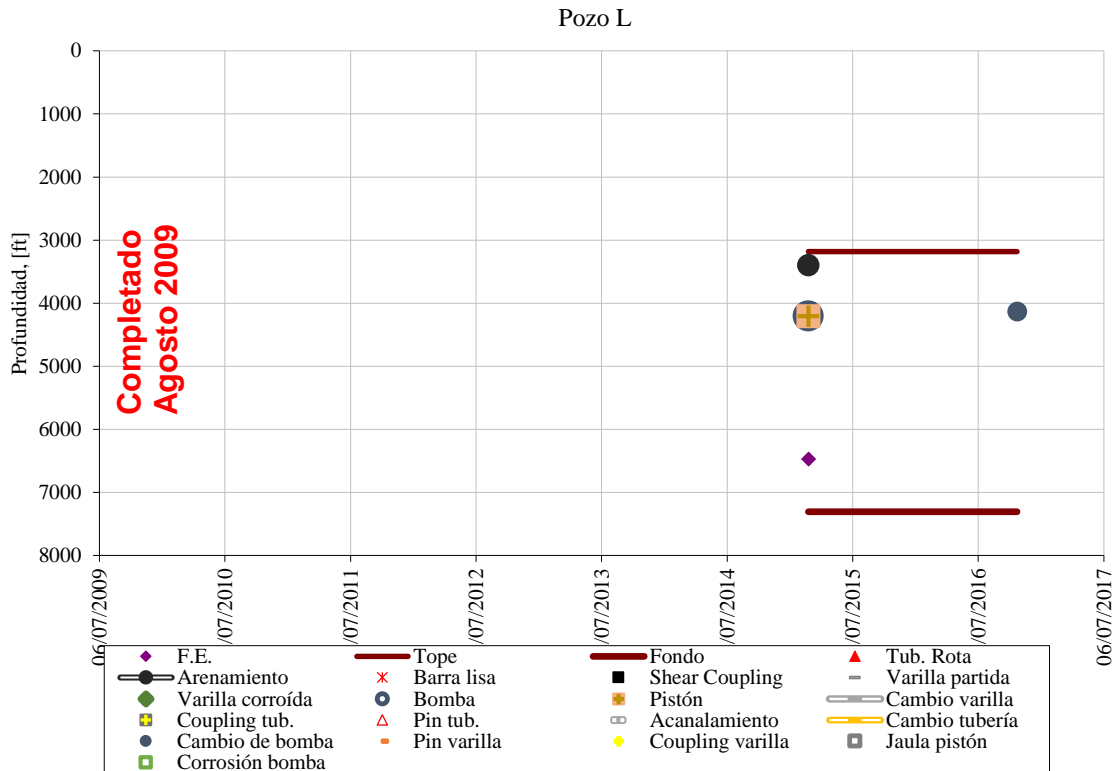


Figura 33. Herramienta ACR (historia de intervenciones) para pozo L.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,4 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3%. En este periodo se presentaron dos fallas en la bomba.

Tiene aisladas zonas productoras de agua. Presenta alta presencia de arena que desgasta y reduce eficiencia en la bomba, provocando atascamiento y abrasión. Adicionalmente al momento

de realizar la intervención incrementa el overpull requerido para extraer la sarta de varillas así aumentando riesgo de romper varilla o un elemento de la bomba como por ejemplo el barril que salió roto en la intervención del 2015. También presento desgaste en la sarta de varillas en los centralizadores de 2 7/8” y las varillas de 3/4” torcidas, esto debido a que se encuentran en la zona desviada cerca del KOP. En la última intervención se balancea tapón de cemento de 6886’-6940’ aislando zonas problemáticas productoras de agua y arena.

Pozo M

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 99 BPD con un BSW de 45% y un potencial de gas de 129 KSCFD.

El historial de servicio a pozo para el periodo 2014-2018 se muestra en la siguiente figura:

SERVICIOS A POZO												
POZO M	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/D)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/D)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
	03-abr-15	11-abr-15	8	MANTENIMIENTO EQUIPO BOMBEO MEC	FRANKS 0165	CAMBIO BOMBA	85	51	40	96	1129	\$ 81.827
	20-abr-15	02-may-15	12	MANTENIMIENTO EQUIPO BOMBEO MEC	FRANKS 0165	CAMBIO BOMBA	85	51	40	96	1129	\$ 146.663
	21-nov-16	28-nov-16	7	CAMBIO DE BARRA LISA	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	99	54	45	129	1303	\$ 53.633

Figura 34. Plantilla de los servicios a pozo del pozo M.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,4 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3%. En este periodo se presentó una falla por bomba y una por varilla partida.

En el 2015 durante la intervención de mantenimiento de equipo de bombeo mecánico la bomba salió incompleta y fue necesario un control de cambios para realizar back off mecánico y pescar la extensión inferior y el anclaje. En el 2017 se encuentra la barra lisa partida por el pin.

Pozo N

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 27 BPD con un BSW de 1,3% y un potencial de gas de 96 KSCFD.

El historial de servicio a pozo para el periodo 2014-2018 se muestra en la siguiente figura:

SERVICIOS A POZO												
POZO N	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/D)	POT NETO (BLS)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/D)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
	16-jul-14	31-jul-14	15	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 4074	BOMBA PEGADA	19	19	2	29	1526	\$ 144.799
	12-mar-15	13-mar-15	1	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 4192	ESPACIAMIENTO DE LA BOMBA	25	23	8	56	2240	\$ 15.244
	05-ene-18	19-ene-18	14	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FALCON 550	FALLA BOMBA	27	27	1.3	95	3519	\$ 72.292

Figura 35. Plantilla de los servicios a pozo del pozo N.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,4 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3%. En este periodo se presentaron dos fallas en la bomba.

Presenta producción de arena y parafina. En el 2007 cambio SLA de bombeo hidráulico a bombeo mecánico debido a la perforación de un clúster; mostro varias fallas por bomba del 2008 al 2009, en 2010 cambian la sarta de tubería.

Pozo O

Análisis del problema: presenta un potencial Bruto de 29 BPD con un BSW de 3,6% y un potencial de gas de 86 KSCFD.

El historial de servicio a pozo para el periodo 2014-2018 se muestra en la siguiente figura:

POZO O	SERVICIOS A POZO											
	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS/d)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/D)	GOR	COSTO INTERVENCION (USD)
	12-ene-16	27-ene-16	15	MANTENIMIENTO DE SARTA DE TUBERIA	FRANKS 4074	TUBERIA ROTA	33	32	2	104	3152	\$ 118 669
	22-sep-17	29-sep-17	7	MANTENIMIENTO DE SARTA DE TUBERIA	FRANKS 4074	FALLA BOMBA	29	28	3,6	86	2966	\$ 86 619

Figura 36. Plantilla de los servicios a pozo del pozo O.

Durante el periodo de estudio, se observó una frecuencia de falla de 0,4 por año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3%. En este periodo se presentaron una falla por tubería rota y una por bomba.

El pozo muestra alta presencia de parafina. El intervalo donde presento varilla rota fue 3550' - 4525' en intervenciones anteriores a la de estudio. Cabe resaltar que del 2008 al 2016 el pozo no presenta fallas ni intervenciones. La presencia de parafina incrementa la tensión que deben resistir las varillas y también disminuye la eficiencia de la bomba debido a que no permite el sello en las válvulas.

5.3 Clasificación de los pozos críticos

Para clasificar y seleccionar los pozos críticos, se dividieron según el tipo de problema más representativo o más influyente, estos grupos fueron los siguientes:

- Pozos con problemas de parafinas
- Pozos con problemas de arena
- Pozos con problemas de corrosión

La presencia de parafina y arena afectan principalmente a la bomba generando pegas, disminuyendo o anulando su eficiencia, pero también conlleva a problemas con la tubería y la varilla, es el caso de la arena siendo un agente abrasivo, desgasta las paredes de la tubería reduciendo su Schedule promoviendo el incremento de intervenciones por tubería rota. La parafina además de la pega en la bomba, dificulta las intervenciones de pesca porque no se puede bajar libremente el slickline o el sandline para realizar la operación, es necesario limpiar antes de bajar, además incrementa el overpull requerido para desasentar la bomba y así aumentando el riesgo de partir varilla mientras se está pescando.

5.3.1 Pozos con problemas de parafinas. En esta categoría se encuentra la mayoría de los pozos seleccionados como críticos

Pozo O: disminuye eficiencia de la bomba interfiriendo el sello de las válvulas, generando pase o creando pega.

Pozo N: presento fallas en la bomba debido a que las válvulas presentaron pase por depositación de parafinas y además se encontró pegada, en la última intervención el barril llogo fracturado y con muestras de corrosión.

Pozo I: principalmente genera pegas en la bomba, disminuye la eficiencia presentando pase en la válvula fija. Dificulta las intervenciones por tubería rota porque añade tensión para lograr el desanclaje y varilla partida debido a que no permite el libre movimiento del elemento pescante.

Pozo J: en los últimos 10 años se ha hecho cambio de bomba 5 veces, la presencia de parafina se da mayormente en la sarta de varilla por disminución de temperatura.

Pozo H: la presencia de parafina dificulta las operaciones de Well service en la extracción de sarta de tubería, se hace necesario realizar back off mecánico.

Pozo F: desde su completamiento (1980) se ha cambiado 10 veces la bomba, cuando la parafina se ha depositado en la bomba ha hecho que el recorrido de la bomba se fracture por el extremo superior por deformación por estiramiento.

Pozo E: la presencia de parafina en la bomba causa pegas, fracturo dos veces el recorrido.

En el campo se han evaluado tecnologías, acústicas, magnéticas, gas comprimido y de solventes orgánicos que no han resultado económicamente viables. Actualmente este problema se trata con aceite caliente, que ha mostrado resultados por la eficiencia al disolver los cristales de parafina y permitir el libre movimiento de la bomba y sarta de varillas.

5.3.2 Pozos con problemas de arenas

Pozo H: encontramos que la mayoría de fallas suceden en la sarta de producción, la arena como agente abrasivo debilita la estructura por rozamiento aunque en este caso el BSW sea pequeño, el paso constante de arena por la tubería tiene su efecto mermando la resistencia del material.

Pozo N: los granos de arena se van depositando entre el asiento y la bola de las válvulas generando pase y disminuyendo eficiencia de llenado, provocando reducción en la producción.

Pozo L: alta presencia de arena que interrumpe el buen funcionamiento de la bomba llegando a causar pega.

Pozo D: la presencia de arena promueve el atascamiento de la bomba además de generar abrasión en la tubería debilitándola y aumentando el riesgo de falla por tubería rota, la producción

de agua es casi la mitad de la producción en bruto (243 BPD). El pozo tiene un alto BSW (44%) lo que genera problemas de corrosión y abrasión. El desgaste en los coupling y varillas de 3/4" se debe al rozamiento con la tubería por la desviación del tipo J (19° de inclinación) y que se acentúa a la profundidad de 2800' hacia abajo.

Pozo B: ubicado sobre uno de los flancos de la formación productora mugrosa, se encuentra una zona friable que aporta una tasa promedio de 0.14 Bbl/mes de arena a la producción. Esto genera mal funcionamiento en la bomba haciendo que quede pegada y no bombee el fluido.

Actualmente en algunos de los pozos se están utilizando herramientas de fondo para ayudar a controlar el problema de la arena, mediante mallas, y sistemas vortex para decantar la arena y no permitir el flujo de ella a través de la bomba.

5.3.3 Pozos con problemas de corrosión

Pozo D

Pozo B

Para estos pozos se recomiendan baches de química de inhibidor de corrosión para preservar la integridad de la estructura, además teniendo en cuenta las características del fluido producido estimar la mejor metalurgia disponible en el mercado.

6. Alternativas de solución

Este capítulo está basado en las alternativas de solución que se han implementado, que se implementan y que se podrían implementar, para erradicar o reducir el número de fallas en los componentes del sistema de bombeo mecánico.

Controlando los problemas causados por arenas y por parafinas, se podrán disminuir en su mayoría las fallas en la bomba y la tensión a la que se ve expuesta la sarta de varillas será únicamente la del propio peso y la de la carga que se está produciendo, así también se disminuirá las fallas por varilla partida dado que no hay tensión extra al movimiento recíprocante que la unidad en superficie realiza. Podemos resaltar que también reduciría el tiempo de una intervención debido a que la línea de slickline o sandline tendrá espacio para realizar las maniobras necesarias.

Hacer cambio de sarta de tubería y de varilla para los pozos que hayan cumplido el tiempo de vida útil, seleccionando la mejor metalurgia con base al esfuerzo al que va a soportar, desviación del pozo y los fluidos producidos. Las charlas para la correcta manipulación de las varillas son fundamentales para reducir fallas por sobretorque y desacople.

El uso de los centralizadores es vital para reducir el rozamiento entre sarta de tubería y sarta de varillas, es muy importante que estén ubicados a una profundidad donde cumplan su función.

Hacer un estudio de la eficiencia de rotadores varillas para reducir el efecto de rozamiento.

Arenas

Generalmente se han usado bombas con anclaje superior y pistones anillados para el manejo de arenas, adicionalmente se podrían usar otro tipo de bombas especializadas en el manejo de arena como la bomba sand pro con dos pistones conectados en serie o la bomba pampa donde el pistón es de mayor longitud que el barril.

Si el problema está ubicado en las válvulas por pase, se podrían usar cajas especiales para el manejo de solidos como las cajas open flow reduciendo la fricción con el fluido, protegiendo la bola y anulando el depósito de sólidos.

Implementar limpieza de arenas con equipos CT con el fin de reducir tiempos de trabajo. También detallar la profundidad a la cual se va asentar el BHA con el fin de que el relleno que pueda presentar el equipo no atasque la bomba.

En la última intervención del pozo B se bajó una herramienta vortex junto a la sarta de producción. Esta herramienta funciona con una malla en espiral que permite una filtración inicial. Además, promueve la limpieza de los tubos que se tienen de bolsillo mediante una separación centrifuga por medio de la hélice haciendo decantar los sólidos al fondo donde luego por medio de la release valve es posible drenar.

Parafinas

Posibles Causas del Parafinamiento en Lisama: (Jaimes, sf)

- Alto contenido de compuestos parafínicos en el crudo de Lisama: 45% a 70% en peso.
- Temperatura de punto de nube: 40 °C a 52 °C. ($T_{sup.} = 33^{\circ}\text{C}$ aprox.)
- Enfriamiento del fluido producido durante su ascenso por el tubing.
- Presión de Yacimiento < Presión de burbuja (2450 psi Zona B y 3050 psi zona C).

- Enfriamiento de la tubería de producción a causa de la expansión del gas liberado en el ascenso del aceite.

En la actualidad se sigue implementando el uso del aceite caliente para la disolución de las parafinas debido a que las técnicas que se han probado no han resultado satisfactoria, entonces por el momento este es el mejor método para el manejo del problema con la precipitación de estas cadenas de hidrocarburos.

Se recomienda tratamientos químicos con aceite caliente (solvente, surfactante y removedor de parafinas) asegurando valores de temperatura de punto de nube y fluidez que no permitan la precipitación de cristales de parafinas en el pozo durante la operación.

Actualmente los pozos “N” (16 de enero de 2018) y “H” (31 de mayo de 2017) tienen tratamiento químico de inhibición de parafinas. Para el pozo H se ha alcanzado un 79% (393 días de 499) de run life promedio sin fallas asociadas a precipitación de parafinas y sin trabajos de inyección de aceite caliente.

Es importante mencionar que con el uso de este tratamiento se pronostica una reducción de tiempo en los trabajos de workover o mantenimiento, ya que se pretende disminuir el uso continuo de aceite caliente, de esta manera las operaciones serán más ágiles sin necesidad de perder producción adicional a los trabajos de reacondicionamiento cuando se debe recircular el aceite caliente, esta operación en promedio puede tardar hasta un día, lo que significa una producción diferida significativa y más cuando los trabajos en cualquier pozo son constantes.

Establecer los tiempos críticos para el uso del tratamiento con aceite caliente en los pozos, realizar una ruta de aceite caliente, como prevención a la precipitación de las parafinas, sin esperar a usarlo solo durante el servicio.

7. Análisis económico

El último capítulo del libro hace un análisis económico de los pozos críticos determinando cuales son los de mayor impacto en la producción, que intervención es la de mayor costo y que componente del sistema de bombeo mecánico es de mayor relevancia.

A continuación, se realizará un breve estudio de las pérdidas producidas por el tiempo que los pozos duraron sin producir debido a la intervención; los parámetros del análisis son: el tiempo, costo y duración de intervención, potencial neto y el precio del barril.

Se define como evento critico las fallas que requieren de un equipo de servicio a pozo, tales fallas afectan directamente al flujo productivo y se han venido mencionando: falla en bomba, varilla o tubería. La frecuencia de fallas está conformada por la cantidad de fallas que ocurren en un año, los pozos con mayor frecuencia de fallas son denominados como pozos problemáticos.

Pero para determinar los pozos problemáticos en este caso no solo se tuvo en cuenta la frecuencia de fallas sino también, el costo de las intervenciones, el potencial del pozo y el tiempo de duración de la intervención, esto para determinar los pozos que más generan pérdidas al momento de una intervención por falla.

El análisis de los parámetros anteriormente mencionados nos puede dar un estimado de las pérdidas económicas generadas por un pozo debido a una intervención.

Tabla 9.

Total de días de no producción y perdidas volumétricas debido a intervenciones por falla.

Pozo	2014	2015	2016	2017	2018	Total días	Perdida por intervención (BLS)
Pozo A	9	12	3	7	0	31	1922
Pozo C	0	5	5	0	10	20	4120
Pozo B	0	11	7	11	18	47	2679
Pozo D	0	10	0	32	3	45	5625
Pozo E	4	0	0	7	15	26	2184
Pozo F	9	9	0	16	0	34	1496
Pozo G	8	4	0	0	27	39	1638
Pozo H	0	11	0	14	0	25	1300
Pozo J	0	5	0	10	0	15	2610
Pozo I	51	0	0	10	0	61	2867
Pozo K	11	0	0	9	0	20	3000
Pozo L	0	8	16	0	0	24	1296
Pozo M	0	20	7	0	0	27	1377
Pozo N	15	1	0	0	14	30	810
Pozo O	0	0	15	7	0	22	704

La tabla muestra el total de días que los pozos estuvieron sin producir debido a las intervenciones por fallas, además de la pérdida volumétrica en barriles de los pozos, esto para identificar un parámetro importante como el potencial de pozo para evaluar la relevancia y la inmediatez de la intervención para reanudar el flujo productivo.



Figura 37. Días perdidos debido a las intervenciones por falla.

Los pozos que se encontraron como problemáticos son aquellos que representan más pérdidas (días parados por potencial neto) por intervención para la coordinación, y esos pozos son: “D”, “C”, “K”, “I” y “B”.

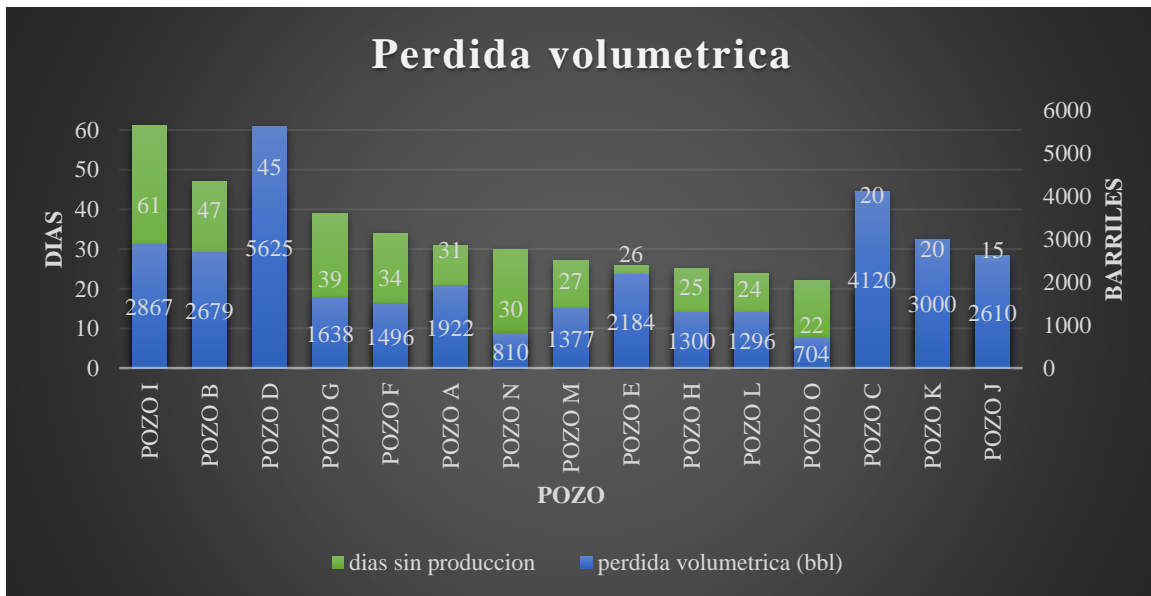


Figura 38. Pérdida volumétrica causada por los días de intervención.

Para analizar las pérdidas producidas por las intervenciones se tiene en cuenta: costo de la intervención (equipo utilizado, material de reposición, fluidos de control, etc.), duración en días de la intervención, potencial neto de pozo y precio promedio del barril durante el año de la intervención.

Tabla 10.

Precio promedio del barril de petróleo en los últimos años.

Año	Precio Promedio (BLS/USD)
2014	\$ 99,37
2015	\$ 53,57
2016	\$ 45,10
2017	\$ 55,67
2018	\$ 70,28

Teniendo en cuenta el precio del crudo, el potencial del pozo y los días de duración de la intervención tenemos que las pérdidas de producción de los pozos críticos son:

Tabla 11. *Pérdidas anuales por producción y costo de intervenciones.*

Año	2014	2015	2016	2017	2018
Perdida Producción	\$ 1.187.595	\$ 395.439	\$ 151.234	\$ 683.813	\$ 419.642
Costo Intervención	\$ 1.043.044	\$ 1.331.753	\$ 458.743	\$ 1.014.990	\$ 665.355

Como anexo se puede encontrar el costo de cada intervención, la duración, y el potencial que el pozo tenía al momento de ser intervenido por el equipo.

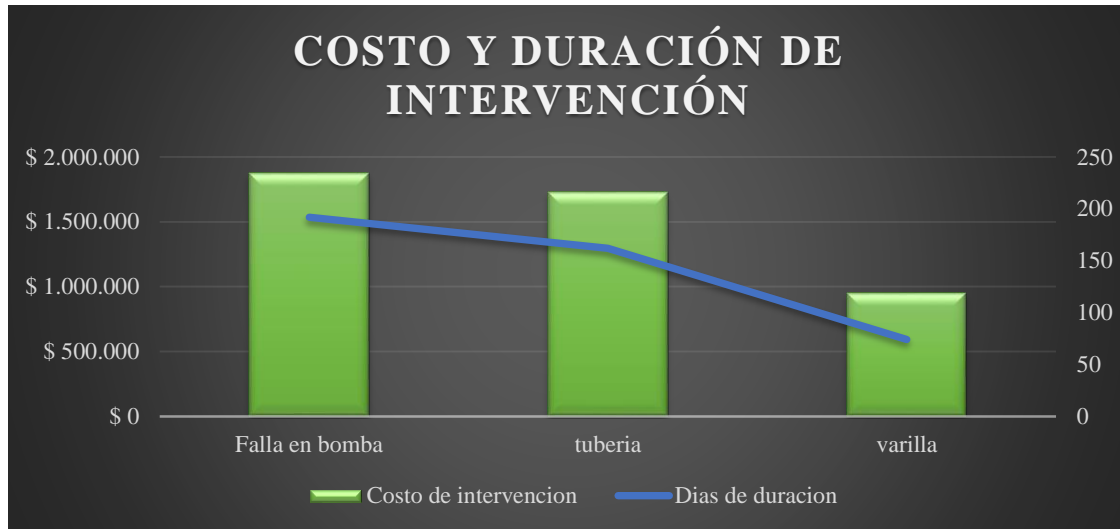


Figura 39. Costo y duración de las intervenciones según falla.

Encontramos que las intervenciones más costosas son las de fallas por bomba USD 1.871.143 seguidas por tubería rota USD 1.727.844 y por último varilla partida USD 949.477. Esto concuerda con el tiempo de duración de las intervenciones donde el promedio para fallas en bomba es 7 días, para tubería de 6 días y para varilla de 4 días. Un promedio de costo por intervención de 64.522 USD por bomba, 59.581 USD por tubería y 47.474 USD por varilla.

Entonces, aunque el pozo A sea el que mayor número de fallas presente (9) no es el más representativo económicamente porque las fallas que presento fueron de varilla partida, como se pudo observar es la menos costosa y además la profundidad de falla promedio era apenas de 200' lo que hace que las intervenciones sean de menor duración.

Flujo de caja

La utilidad que el pozo genera en un año está determinada por:

$$\begin{aligned} & \text{Flujo de caja} \\ & = \text{Ganancias-Perdidas por producción-Costo del trabajo} \\ & = (365*\text{potencial*precio})-(\text{días parado*potencial*precio})-(\text{costo intervención}) \end{aligned}$$

Tabla 12.

Utilidades y pérdidas en años que se presentaron fallas en el sistema de bombeo.

Pozos problema	Utilidades					Pérdidas totales
	2014	2015	2016	2017	2018	
Pozo D	-	\$ 1.936.935	-	\$ 1.252.103,33	\$ 1.353.907,76	\$ 476.118
Pozo C	-	\$ 3.831.341,96	\$ 3.368.935		\$ 1.861.466,80	\$ 459.368
Pozo K	\$ 6.031.784	-	-	\$ 2.494.240,76	-	\$ 607.844
Pozo I	\$ 644.773,98	-	-	\$ 557.498,05	-	\$ 1.254.237
Pozo B	-	\$ 861.418	\$ 725.274,90	\$ 306.806,45	\$ 423.031,72	\$ 687.923

El cuadro anterior muestra las utilidades anuales y las pérdidas económicas de los pozos críticos que se obtienen:

$$\text{Pérdidas totales} = (\text{días parados por intervención} * \text{potencial} * \text{precio}) + (\text{costo de la intervención})$$

Pozo D:

En 2015 hay 2 intervenciones por tubería rota, en 2017 una por bomba pegada, igual que en el 2018. El equipo que más se uso fue el Franks 0165.

Evidencia fallas pozo D 2015



Figura 40. Evidencia fallas pozo D 2017.



Figura 41. Evidencia fallas pozo D 2018.

Pozo C:

En 2015 hay una intervención por varilla partida, en 2016 hay 2 intervenciones por varilla partida y para el 2018 hasta el momento una por tubería rota. El equipo que más se uso fue el Falcon 11.

Pozo K:

En el 2014 se hizo una intervención por varilla partida, en 2017 una por varilla partida. Los equipos utilizados fueron el Franks 4192 y el Franks 0165 en orden cronológico.

Pozo I:

En 2014 hay una intervención por bomba pegada, en 2017 hay una intervención por tubería rota. En 2017 se cambió toda la sarta de tubería, este es una causa para ser el pozo de mayor perdida. El equipo que más se uso fue el Franks 0165.



Figura 42. Evidencia de fallas Pozo I Agosto 2015.

Pozo B:

En 2015 hay una intervención por bomba pegada, en 2016 hay una intervención por tubería rota y durante la operación de limpieza de arenas el BHA de limpieza quedo como pescado quedando el pozo parado desde noviembre, en mayo del 2017 luego de una operación de pesca (esta intervención no se tiene en cuenta en el análisis económico por no ser una falla en el equipo de subsuelo) el pozo queda en producción hasta agosto que hay una intervención por bomba pegada. En lo que va corrido del año 2018 se han presentado 2 intervenciones, una por tubería rota y otra por bomba pegada. El equipo que se usó en las intervenciones del 2015, 2016 y 2017 fue el Franks 0165 mientras el que se ha utilizado el presente año es el Independence 47.



Figura 43. Evidencia fallas Pozo B Agosto 2017.



Figura 44. Evidencia de fallas Pozo B Febrero 2018.



Figura 45. Evidencia de fallas Pozo B Mayo 2018.

8. Conclusiones

- Las fallas que más se presentaron en el lapso de estudio fueron en la bomba y en la tubería.
- Los agentes que más generan fallas en la bomba de subsuelo es la arena y la parafina.
- El pozo que más fallas presentó fue el pozo A con 8 fallas por varilla partida, ya se tiene identificada la causa de las fallas (colapso en el casing de producción debido a una falla geológica).
- El pozo que mayor influencia representa en las pérdidas económicas debido a su potencial es el pozo K.
- Los pozos que más generan pérdidas económicas cuando presentan fallas son pozo D, pozo C, pozo K, pozo I y pozo B.
- El tratamiento de aceite caliente aumenta el run life de los pozos con problemas de parafinas.
- La intervención por falla en bomba es la más costosa mientras que la falla por varilla partida es la intervención de menor costo.
- El uso de tratamiento de inhibición de parafinas disminuye el costo de intervención al eliminar la necesidad de tratamiento de aceite caliente para realizar la operación.
- Las fallas por varilla y tubería presentan la forma de una función seno debido a que cuando la vida útil alcanza su punto máximo y cuando las sartas son cambiadas la disminución es completa.
- La implementación de la metodología ACR ha permitido identificar con mayor precisión el tipo de problemas que presentan los pozos. todos los pozos se comportan diferente y se deben estudiar individualmente. la reducción de fallas crónicas permite alcanzar run life más alto y de esta forma reducir los costos de producción.

- La reducción de fallas crónicas es compleja y necesita la participación activa e integrada de las personas encargadas del control de producción, personal de subsuelo, proveedores y expertos en materiales.

9. Recomendaciones

- El aseguramiento de las fechas de parada y puesta en marcha de los pozos es fundamental para un correcto y completo análisis económico.
- Realizar una estrategia de mantenimiento a los pozos de mayor potencial que se ven expuestos a fallas con el fin de reducir los tiempos no productivos debidos a fallas.
- Realizar un registro fotográfico que pueda evidenciar las fallas para un posterior análisis.
- Al seleccionar el grado de varilla a utilizar tener en cuenta la tensión que puede agregar la precipitación de parafina en fondo.
- Realizar monitoreo al run life del pozo B para verificar la eficiencia de la herramienta vortex para el control de arena, en caso de traer ventajas hacer extensivo el uso de esta herramienta.
- Cuando se va a detallar la información de falla en una intervención ser específico en cuanto a lo que se evidencio y dejar un registro claro de esta información que es clave en un análisis general.
- En lo posible dejar un registro de la profundidad en la que ocurrió la falla para poder correlacionar.

Referencias bibliográficas

- Afanador, C. Lara, L. Martínez, A. Villareal, J. (2003). Aplicación de la metodología de análisis causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico. ACIPET.
- Álvarez, F. Vega, J. (2008). Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo. UIS.
- ANH. Colombian sedimentary Basins, Colombia.
- API 11AX. Standard and complementaries
- API 11B. Specification for sucker rods, polished rod and liners, couplings, sinker bars, polished rod clamps, stuffing boxes, and pumping tees. Twenty seventh edition, American Petroleum Institute.
- API AR. (2000). Recommended Practice for care and use of subsurface pumps. 4th ed.
- API. (5 de marzo 1963). Specification of sucker rods. API Std 11 B. New York.
- Arévalo, H. (2005). Aplicación de la metodología análisis causa raíz (ACR) para la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico en los campos de la superintendencia de mares de Ecopetrol S.A. Bucaramanga. UIS.
- ASM. Handbook failure analysis and prevention, Volume 11. ASM International.
- Bolland Cia. (2000). Manual de bombas de subsuelo. Buenos Aires.
- Ecopetrol S.A. Estrategia para la reducción de Costos de Levantamiento, Ocasionadas por fallas de subsuelo.
- Ecopetrol S.A. (2014). Guía de nomenclatura estándar y gestión de fallas en sistemas de extracción.

- Ecopetrol S.A. (1993). Manual de operaciones y mantenimiento de la superintendencia de Mares. El centro, Santander.
- Ecopetrol S.A. Perforación y completamiento, Proyecto NUTRIA 2 pozos de estudio. VRC.
- Hendricks, C. & STEVENS, R. Análisis de falla en varillas de Produccion por bombeo mecánico. Norris INC.DOVER.
- Hernández, F. "Levantamientos artificiales. bombeo mecánico". Bucaramanga. Publicaciones UIS.
- Hirschfeld, C. (25—29 Abril del 2011). Manual diseño y optimización de los sistemas de bombeo mecánico y cavidades progresivas. Curso en Bogotá Colombia.
- Lufkin Industries INC. (1991). Unidades de bombeo mecánico. Catálogo Lufkin. Texas.
- Corporation Harbison Fischer. Manual de entrenamiento de las bombas de subsuelo.
- Martínez, I. (2013). Diagnóstico de fallas y optimización del bombeo mecánico. Escuela superior de ingeniería y arquitectura ciencias de la tierra unidad Ticoman. Mexico D.F.
- NACE RP0775. Preparation, installation, analysis and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations.
- OIL Production.net. Bombas mecánicas. Nomenclatura API.
- Partidas, H. (2003). Bombeo mecánico optimización, diagnóstico y operación. ESP OIL International training group. Anzoátegui.
- Rodríguez, M. análisis de fallas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el campo Casabe. Bucaramanga, 2005, Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). UIS.
- Romero, O. J., & Almeida, P. (2014). Microstructure, morphology, adhesion and tribological behavior of sputtered niobium carbide and bismuth films on tool steel. Ingeniería e Investigación, 34(3), 4-11.

Sands, R. Polished rod failure prevention, Harbison-Fischer Manufacturing Company.

Shell Global Solutions, proyecto Optimización de refinerías ECP.

Software usado por personal de Ecopetrol S.A. AVM, OPEN WELLS, TWM.

Vorley, G. (2008). Mini guide to root cause analysis. Quality Management & Training Ltd. United Kindom.

Apéndices**Apéndice A.**

BASE DE CALCULO	
N° de días parados promedio	4
Costo promedio barril	50
Costo X día del equipo	8000
N° de días de eq. Utilizado promedio	4
Reposición de material	3000
TRM	2900

Figura 46. Base de cálculo para la plantilla de priorización.

SERVICIOS A POZO												
POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION (DIAS)	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WO	FALLA ENCONTRADA/ TRABAJO REALIZADO	POT BRUTO OIL (BLS/d)	POT NETO (BLS/d)	BSW %	POT NETO GAS (KPC/d)	GOR	COSTO INTERVENCIÓN (USD)
POZO F	20-Jan-14	29-ene-14	9	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 4192	TUBERIA ROTA	52	42	20	25	481	\$ 128.877
	03-Aug-15	12-ago-15	9	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	55	44	19,56	52	945	\$ 94.759
	06-sep-17	22-sep-17	16	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	50	48	2,9	38	760	\$ 79.083
POZO I	21-Aug-17	31-ago-17	10	MANTENIMIENTO DE SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	38	37	3,3	152	4000	\$ 173.688
	02-Jul-14	16-jul-14	14	MANTENIMIENTO EQUIPO BOMBEO MEC	FRANKS 4074	BOMBA PEGADA	49	47	5	54	1102	\$ 201.570
POZO O	29-Oct-14	05-dic-14	37	ESTIMULACION	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	54	51	5,4	54	1000	\$ 620.188
	22-sep-17	29-sep-17	7	MANTENIMIENTO DE SARTA DE TUBERIA	FRANKS 4074	FALLA BOMBA	29	28	3,6	86	2966	\$ 86.619
	12-ene-16	27-ene-16	15	MANTENIMIENTO DE SARTA DE TUBERIA	FRANKS 4074	TUBERIA ROTA	33	32	2	104	3152	\$ 118.669
POZO J	09-ago-14	30-ago-14	21	ESTIMULACION	FRANKS 4074	ESTIMULACION ORGANICA	160	152	5,3	81	506	\$ 377.564
	04-mar-17	14-mar-17	10	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	198	174	12	52	263	\$ 71.285
	12-Aug-15	17-ago-15	5	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	206	182	11,47	74	359	\$ 73.775
POZO D	10-Jul-17	11-ago-17	32	LIMPIEZA DE ARENAS	FALCON 11	BOMBA PEGADA/C	137	75	45	38	277	\$ 138.180
	16-ene-15	22-ene-15	6	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	203	110	46	30	148	\$ 97.322
	18-mar-15	22-mar-15	4	LIMPIEZA DE ARENAS	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	216	125	42	55	255	\$ 57.573
	5-Mar-18	08-mar-18	3	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	INDEPENDENCE 47	BOMBA PEGADA	243	136	44	26	107	\$ 51.130
POZO L	12-Jul-14	01-ago-14	20	CONVERTIR A BOMBEO MECANICO (BM)	ISMOCOL 2938	CAMBIO DE SLA	78	39	50	36	462	\$ 358.146
	20-Sep-14	29-oct-14	39	AISLAMIENTO DE ZONAS	FRANKS 0165	AISLAMIENTO	78	39	50	54	692	\$ 583.520
	22-Aug-17	15-sep-17	24	ESTIMULACION MECANICA	FALCON 11	SUABEO	48	48	1	54	1125	\$ 282.786
POZO B	19-oct-16	04-nov-16	16	CONTROL DE ARENAS	FRANKS 0165	BOMBA PEGADA	55	54	1	76	1382	\$ 131.864
	25-Feb-15	05-mar-15	8	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	BOMBA PEGADA	110	88	20	53	482	\$ 124.550
	23-Mar-15	03-abr-15	11	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	BOMBA PEGADA	54	53	2	89	1648	\$ 143.625
	04-Nov-16	11-nov-16	7	LIMPIEZA DE ARENAS	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	62	57	8	20	323	\$ 64.000
	07-Apr-17	15-may-17	38	PESCA	FRANKS 0165	PESCA	62	57	8	20	323	\$ 360.905
POZO N	11-Aug-17	22-ago-17	11	CAMBIO DE BOMBA	FALCON 11	BOMBA PEGADA	62	57	8	20	323	\$ 102.513
	03-feb-18	12-feb-18	9	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	INDEPENDENCE 47	TUBERIA ROTA	60	57	4	58	967	\$ 115.793
	15-May-18	24-may-18	9	LIMPIEZA DE ARENAS	INDEPENDENCE 47	BOMBA PEGADA	60	57	4	58	967	\$ 105.755
	16-jul-14	31-jul-14	15	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 4074	BOMBA PEGADA	19	19	2	29	1526	\$ 144.799
POZO H	12-mar-15	13-mar-15	1	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 4192	ESPACIAMIENTO DE LA BOMBA	25	23	8	56	2240	\$ 15.244
	05-ene-18	19-ene-18	14	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	FALCON 550	FALLA BOMBA	27	27	1,3	95	3519	\$ 72.292
	15-mar-17	20-mar-17	5	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	FALLA BOMBA	53	52	2,3	138	2604	\$ 35.011
POZO K	24-may-17	02-jun-17	9	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	53	52	2,3	138	2604	\$ 82.267
	02-mar-15	13-mar-15	11	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	60	56	6	135	2250	\$ 199.160
POZO E	15-may-17	24-may-17	9	MANTENIMIENTO DE SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	135	130	3,5	130	963	\$ 82.028
	08-nov-14	19-nov-14	11	MANTENIMIENTO DE SARTA DE VARILLAS	FRANKS 4192	VARILLA PARTIDA	190	179	6	568	2989	\$ 265.022
	26-Jan-18	08-feb-18	13	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	SERINCO D-11	CAMBIO DE BOMB	80	78	2	210	2625	\$ 92.642
POZO M	8-Mar-18	10-mar-18	2	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MEC	INDEPENDENCE 47	ESPACIAMIENTO DE LA BOMBA	80	78	2	210	2625	\$ 19.335
	02-jun-17	09-jun-17	7	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	FALLA BOMBA	85	84	1,7	210	2471	\$ 89.646
POZO A	16-jul-14	20-jul-14	4	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	BOMBA PEGADA	99	99	0,4	395	3990	\$ 87.878
	03-abr-15	11-abr-15	8	MANTENIMIENTO EQUIPO BOMBEO MEC	FRANKS 0165	CAMBIO BOMBA	85	51	40	96	1129	\$ 81.827
	20-abr-15	02-may-15	12	MANTENIMIENTO EQUIPO BOMBEO MEC	FRANKS 0165	CAMBIO BOMBA	85	51	40	96	1129	\$ 146.663
	21-nov-16	28-nov-16	7	CAMBIO DE BARRA LISA	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	99	54	45	129	1303	\$ 53.633
POZO C	24-Apr-17	27-Apr-17	3	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	54	54	0,8	180	3333	\$ 32.256
	16-Aug-17	19-Aug-17	3	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	54	54	0,8	180	3333	\$ 27.577
	14-feb-17	15-feb-17	1	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	55	55	0,85	110	2000	\$ 14.837
	19-jun-14	24-jun-14	5	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	62	60	4	100	1613	\$ 55.640
	28-abr-14	02-may-14	4	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	62	62	0,4	108	1742	\$ 67.332
	29-ene-15	31-ene-15	2	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	64	63	1,3	92	1438	\$ 40.571
	06-feb-15	12-feb-15	6	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	64	63	1,3	107	1672	\$ 84.596
	29-may-15	02-jun-15	4	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	64	64	0,47	107	1672	\$ 58.247
POZO G	20-ene-16	23-ene-16	3	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	64	64	0,5	130	2031	\$ 33.412
	10-abr-18	20-abr-18	10	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	INDEPENDENCE 47	TUBERIA ROTA	200	199	0,2	222	1110	\$ 96.534
	22-jun-15	27-jun-15	5	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FRANKS 0165	VARILLA PARTIDA	204	202	0,9	413	2025	\$ 64.123
	30-jun-16	03-jul-16	3	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FALCON 11	VARILLA PARTIDA	208	206	1	473	2274	\$ 32.865
POZO G	20-abr-16	22-abr-16	2	MANTENIMIENTO SARTA DE VARILLAS	FALCON 11	VARILLA PARTIDA	213	211	1	473	2221	\$ 24.300
	10-mar-18	06-abr-18	27	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	INDEPENDENCE 47	TUBERIA ROTA	37	37	0,5	126	3405	\$ 131.209
	09-ene-14	16-ene-14	7	MANTENIMIENTO EQUIPO DE BOMBEO MEC	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	43	42	1,57	165	3837	\$ 91.926
POZO G	06-oct-14	07-oct-14	1	CAMBIO DE BARRA LISA	FRANKS 0165	CAMBIO BARRALISA	43	43	0,2	155	3605	\$ 15.853
	27-jun-15	01-jul-15	4	MANTENIMIENTO SARTA DE TUBERIA	FRANKS 0165	TUBERIA ROTA	50	50	0,33	207	4140	\$ 64.962

Figura 47. Servicios a pozo de los pozos críticos.