

**CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS
FALLAS MECÁNICAS Y OPERACIONALES PARA SISTEMAS DE BOMBEO
MECÁNICO EN POZOS DEL ACTIVO PROVINCIA**

OSCAR JULIAN SEPULVEDA RUIZ

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

2012

**CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS
FALLAS MECÁNICAS Y OPERACIONALES PARA SISTEMAS DE BOMBEO
MECÁNICO EN POZOS DEL ACTIVO PROVINCIA**

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

OSCAR JULIAN SEPULVEDA RUIZ

DIRECTOR

Ing. Raul Mauricio Cañas Trejos

TUTOR

M.sc Fernando E. Calvete

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

BUCARAMANGA

2012

DEDICATORIA

A Dios por darme sabiduría, fortaleza y guía durante mi proceso de aprendizaje y durante toda mi vida universitaria.

A mi padre por apoyarme incondicionalmente y darme los mejores consejos en todo momento.

A mi familia por estar siempre en los momentos buenos y malos.

A mis amigos y compañeros que se convirtieron en mi familia en estos años de carrera.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por permitir mi formación profesional.

Al Ingeniero Raul Mauricio Cañas Trejos por su apoyo, orientación y soporte durante la realización de este proyecto de grado.

Al Ingeniero Fernando Calvete por su amable atención y consejos en cada una de las etapas del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	17
1. GENERALIDADES DEL ACTIVO PROVINCIA.....	19
1.1 LOCALIZACIÓN.....	19
1.2 ANTECEDENTES	20
1.3 GEOLOGÍA	21
1.3.1 Geología de Campo.....	21
1.3.2 Estratigrafía.....	23
1.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	25
1.4.1 Mecanismos de Producción	25
1.4.2 Cálculos Volumétricos	25
2. METODOLOGÍA ANÁLISIS DE FALLAS	26
2.1 ¿POR QUÉ APLICAR ANÁLISIS DE FALLAS?.....	26
2.2 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA.....	27
2.3 DESCRIPCION DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE FALLAS	27
2.3.1 Fase 1. Exploración	28
2.3.2 Fase 2. Análisis del Problema.....	29
2.3.3 Fase 3. Consideración de Hipótesis o causas	31
2.3.4 Fase 4. Validación de Evidencias	31
2.3.5 Fase 5. Consideración de Posibles soluciones.....	32
2.3.6 Fase 6. Evaluación Financiera del Proyecto	34
3. DETERMINACION DE POZOS TIPO	35
3.1 CAMPO TISQUIRAMA	35
3.2 CAMPO SAN ROQUE	39
4. APLICACIÓN DEL ANALISIS DE FALLAS CAMPO TIQUIRAMA-SAN ROQUE ..	43
.....	43
4.1 POZO AC 647	43
4.1.1 Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo	43
4.1.2 Identificación del Problema	45

4.1.3	Análisis.....	47
4.1.4	Recomendaciones	54
4.2	POZO AC 725.....	55
4.2.1	Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo	55
4.2.2	Identificación del Problema	58
4.2.3	Análisis.....	58
4.2.4	Recomendaciones	62
4.3	POZO AC 116.....	64
4.3.1	Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo	64
4.3.2	Identificación del Problema	66
4.3.3	Análisis.....	68
4.3.4	Recomendaciones	73
4.4	POZO AC 323.....	74
4.4.1	Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo	74
4.4.2	Identificación del Problema	76
4.4.3	Análisis.....	78
4.4.4	Recomendaciones	80
4.5	POZO BC 870.....	81
4.5.1	Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo	81
4.5.2	Análisis.....	83
4.5.3	Recomendaciones	88
4.6	POZO BC 199.....	89
4.6.1	Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo	89
4.6.2	Evidencias.....	93
4.6.3	Análisis.....	95
4.6.4	Conclusión	96
4.6.5	Recomendaciones	97
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO	98
5.1	COSTOS POR FALLAS.....	98
5.2	COSTOS RECOMENDACIONES.....	101
5.3	MODELO EVALUACIÓN VPN SIN PROYECTO	102
5.3.1	Análisis VPN sin Proyecto Pozo a Pozo	103
5.3.2	Análisis General VPN sin Proyecto	106

5.4 MODELO EVALUACIÓN VPN CON PROYECTO	107
5.4.1 Análisis VPN con Proyecto Pozo a Pozo	109
5.4.2 Análisis General VPN con Proyecto.....	111
CONCLUSIONES	114
RECOMENDACIONES	116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	117
ANEXOS	119

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Fig. 1. Localización Campos Tisquirama y San Roque.....	20
Fig. 2. Campo Tisquirama Interpretación Estructural.....	22
Fig. 3. Campo San Roque Interpretación Estructural.....	23
Fig. 4. Columna Estratigráfica Generalizada Valle Medio del Magdalena.....	24
Fig. 5. Historial de Fallas Pozo A1.....	30
Fig. 6. Modos de Fallas para Bombeo Mecánico.....	32
Fig. 7. % Fallas por Tipo para el Campo Tisquirama	39
Fig. 8. % Fallas por Tipo para el Campo San Roque	42
Fig. 9. Estado Mecánico Pozo AC 647.....	45
Fig. 10. Historial de Fallas Pozo AC 647.....	46
Fig. 11. Fallas por tipo Pozo AC 647.....	47
Fig. 12. Arena en la válvula Viajera / Arena Válvula Fija.....	48
Fig. 13. Pistón rayado y acanalado / Cuñas de pesca	49
Fig. 14. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Bomba Pozo AC 647.....	50
Fig. 15 Pistón Partido.....	51
Fig. 16 Dinagrama de Falla Pozo AC 647.....	52
Fig. 17 Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Bomba Pozo AC 647.....	53
Fig. 18 Estado Mecánico Pozo AC 725.....	57
Fig. 19 Historial de Fallas Pozo Pozo AC 725.....	58
Fig. 20 Válvula V11 de Bomba.....	59
Fig. 21 Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varillas Pozo AC 725.....	61
Fig. 22 Varillas Premium.....	64
Fig. 23 Estado Mecánico del Pozo AC 116.....	65
Fig. 24 Historial de Fallas Pozo AC 116.....	66
Fig. 25 Dinagrama de Falla Pozo AC 116.....	67
Fig. 26 “Elementos Extraños” - Centralizadores.....	68
Fig. 27 Falla por Fatiga en Varilla Pozo AC116.....	70
Fig. 28. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varilla Pozo AC 116.....	71
Fig. 29. Mecanismos de Corrosión.....	72
Fig. 30. Estado Mecánico Pozo AC 323.....	75
Fig. 31. Historial de Fallas Pozo AC 323.....	76
Fig. 32. Dinagrama de Falla Pozo AC 323.....	77
Fig. 33. Varilla Partida Pozo AC 323.....	78
Fig. 34. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varilla Pozo AC 323.....	80

Fig. 35. Estado Mecánico Pozo BC 870.....	83
Fig. 36. Historial de Fallas Pozo BC 870.....	83
Fig. 37. Dinagrama de Falla Pozo BC 870.....	85
Fig. 38. Varilla Partida Pozo BC 870 Vista Frontal.....	86
Fig. 39. Varilla Partida Pozo BC 870 Vista Lateral.....	86
Fig. 40. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varilla Pozo BC 870.....	87
Fig.41. Estado Mecánico Pozo BC 199.....	90
Fig.42. Historial de Fallas Pozo BC 199.....	91
Fig.43. Máxima Carga sobre la barra lisa Pozo BC 199.....	92
Fig.44. Rotura Barra Lisa Pozo BC 199.....	93
Fig.45. Carrier Bar y Grapa. Falla en Barra Lisa Pozo BC 199.....	94
Fig.46. Grapa vista frontal.....	94
Fig.47. Grapa vista lateral.....	95
Fig.48. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varilla Pozo BC 199	96
Fig.49. Unidad de Superficie de Bombeo Mecánico.....	121
Fig.50 Tipos de Unidades de Superficie.....	122
Fig.51. Denominación API de las Unidades de Superficie.....	124
Fig. 52. Denominación API Bombas de Subsuelo.....	125
Fig. 53. Tipos de Bombas de Subsuelo.....	126
Fig. 54 Barril de Bomba de Subsuelo.....	127
Fig. 55 Pistones de Bomba de Subsuelo.....	128
Fig. 56 Válvulas Bomba de Subsuelo.....	129
Fig. 57 Jaulas para Válvulas de Bomba de Subsuelo.....	129
Fig. 58 Tipos de Anclaje Bomba de Subsuelo.....	130
Fig. 59. Representación de la Superficie de Fractura de un Material Sometido a Fatiga.....	133
Fig. 60. Acople de Varilla con daños superficiales.....	134
Fig. 61. Pin partido de Varilla.....	135
Fig. 62. Incidencia de Fallas por elemento fallado en los Sistemas de Bombeo Mecánico.....	138
Fig. 63. Frecuencia de Falla Combinada (bomba, varilla y tubing) contra tiempo.....	138

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Factor de Recobro Área Tisquirama-San Roque. Proyectada (01/12/2011)	25
Tabla 2. Fallas Campo Tisquirama. Índice de Frecuencia de Fallas (IFF) por Tipo.....	37
Tabla 3. Calculo del Índice de Frecuencia de Fallas por Pozo Campo Tisquirama.....	37
Tabla 4. Fallas Campo San Roque. . Índice de Frecuencia de Fallas (IFF) por Tipo.....	40
Tabla 5. Calculo del Índice de Frecuencia de Fallas por Pozo Campo San Roque.....	41
Tabla 6. Propiedades del Pozo AC 647.....	44
Tabla 7. Desarrollo de la Solución Pozo AC 647.....	54
Tabla 8. Propiedades del Pozo AC 725.....	56
Tabla 9. Desarrollo de la Solución Pozo AC 725.....	62
Tabla 10. Desarrollo de la Solución Pozo AC 647.....	75
Tabla 11. Propiedades del Pozo AC 323.....	73
Tabla 12. Desarrollo de la Solución Pozo AC 323.....	80
Tabla 13. Desarrollo de la Solución Pozo BC 870.....	88
Tabla 14. Desarrollo de la Solución Pozo BC 199.....	97
Tabla 15. Costos Fallas Pozos con alto IFF.....	99
Tabla 16. Costos Fallas Pozos con bajo IFF.....	100
Tabla 17. Recomendaciones Pozos Analizados.....	101
Tabla 18. . Costos por Intervenciones y costos por Diferida. Tendencia 2012....	104
Tabla 19. Barriles Netos Incorporados por Pozo y Total 2012.....	105
Tabla 20. Flujo de Caja <i>VPN sin Proyecto</i> para el pozo AC 647.....	105
Tabla 21. Flujo de Caja <i>VPN sin Proyecto</i> pozo a pozo para el área Tisquirama-San Roque.....	106
Tabla 22. Flujo de Caja <i>VPN sin proyecto</i> para el área Tisquirama-San Roque	106
Tabla 23. Inversión Requerida	108
Tabla 24. Costos y Diferida.....	109
Tabla 25 Flujo de Caja <i>VPN con Proyecto</i> para el pozo AC 647	109
Tabla 26 Flujo de Caja <i>VPN con Proyecto</i> pozo a pozo para el área Tisquirama-San Roque	111
Tabla 27 Flujo de Caja <i>VPN con proyecto</i> para el área Tisquirama-San Roque	112
Tabla 28. Denominación API de las Unidades de Superficie.....	124
Tabla 29 Bombas Mecánicas de Profundidad según norma API 11AX.....	127
Tabla 30 Ventajas y Desventajas de los Sistemas de Bombeo Mecánico.....	131

Tabla 31 Perfil AC 647 Declinado.....	139
Tabla 32 Perfil AC 725 Declinado.....	139
Tabla 33 Perfil AC 116 Declinado.....	140
Tabla 34 Perfil AC 323 Declinado.....	140
Tabla 35 Perfil BC 870 Declinado.....	141
Tabla 36 Perfil BC 199 Declinado.....	141
Tabla 37 Producción Cumulativa 2012 Área Tisquirama-San Roque.....	142
Tabla 38 Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo AC 725.....	142
Tabla 39 Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo AC 116.....	142
Tabla 40 Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo AC 323.....	143
Tabla 41 Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo BC 870.....	143
Tabla 42 Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo BC 199.....	144
Tabla 43 Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo AC 725.....	144
Tabla 44 Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo AC 116.....	145
Tabla 45 Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo AC 323.....	146
Tabla 46 Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo BC 870.....	146
Tabla 47 Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo BC 199.....	147

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Generalidades de los Sistemas de Levantamiento de Bombeo Mecánico.....	120
Anexo B Análisis de Fallas.....	131
Anexo C Potenciales de Producción 2012.....	139
Anexo D Flujos de Caja VPN sin Proyecto.....	142
Anexo E Flujos de Caja VPN con Proyecto.....	144

RESUMEN

TITULO: CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS FALLAS MECÁNICAS Y OPERACIONALES PARA SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DEL ACTIVO PROVINCIA *

AUTOR: SEPULVEDA RUIZ Oscar Julian **

PALABRAS CLAVES: Sistema de Levantamiento Bombeo Mecánico, Análisis de Fallas, Índice de Frecuencia de Fallas, Activo Provincia.

La metodología de análisis de fallas ha permitido la reducción de los costos asociados con las intervenciones y mantenimiento de los pozos en aquellos campos donde se ha implementado. En específico al Activo Provincia, constituido entre otros por los campos Tisquirama y San Roque de propiedad de Ecopetrol S.A, se le implementó esta metodología. Una de las razones más relevantes para la toma de esta decisión fue que, aunque la tendencia general era el fallo de los pozos 1 vez por año existía un porcentaje de pozos donde el índice de frecuencia de fallas (IFF) era mayor a 2.5 fallas/pozo/año. Esta tendencia ha venido aumentando el costo de levantamiento y las pérdidas de producción.

Para hacer frente al elevado índice de frecuencia de fallas de ciertos pozos, se recopiló información de los trabajos de mantenimiento de subsuelo y se calculó el IFF para cada pozo, seleccionando así 6 pozos que deberían ser analizados. A estos pozos se les identificó el modo de falla y con la ayuda de expertos profesionales, recursos teóricos, evidencia física y buen criterio, se armó un proyecto de inversión conducente a reducir el número de fallas presente en los campos Tisquirama y San Roque. Así se logró identificar el tipo de problema o problemas que se presentan en cada campo y específicamente en cada pozo problema.

Basados en la expectativa general de obtener una reducción en más del 60% en el IFF, se analizaron los costos y beneficios de realizar una inversión que reduzcan el número de intervenciones por pozo y la diferiría de los mismos.

*Trabajo de grado modalidad practica empresarial

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Raul Mauricio Cañas Trejos. Director. M.sc Fernando Calvete. Tutor UIS.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC CHARACTERIZATION AND ASSESSMENT OF THE MECHANICAL AND OPERATIONAL FAILURES FROM THE SUCKER ROD PUMPING SYSTEMS IN PROVINCIA ASSET'S WELLS

AUTHOR: SEPULVEDA RUIZ Oscar Julian**

KEYWORDS: Sucker Rod Pumping System, Failures Analysis, Failure Frequency Index, Provincia Asset.

The failure analysis methodology has allowed the reduction of costs associated with the operations and maintenance of wells in those fields where it is deployed. Specifically, Provincia Asset established among others through the fields and San Roque Tisquirama owned Ecopetrol SA, was implemented this methodology. One of the most important reasons for making this decision was that, although the general trend was the failure of the wells was 1 time per year a percentage of wells where the frequency rate of failure (IFF) was greater than 2.5 failures / wells / year. This tendency has increased the cost of removal and production losses.

To address the high rate of frequency of failures of certain wells, information was collected maintenance of underground and IFF was calculated for each well, selecting and 6 wells that should be analyzed. These wells were identified failure mode and with the help of professional experts, theoretical resources, physical evidence and good sense, armed himself leading an investment project to reduce the number of faults present in the fields Tisquirama and San Roque. This was achieved to identify the type of problem or problems that arise in each field and specifically in each well problem.

Based on the general expectation of obtaining a reduction by more than 60% in the IFF, looked at the costs and benefits of an investment to reduce the number of operations per well and differ from them.

[^]Work of degree managerial practical modality

^{**}Faculty of physical-chemical Engineering's, Engineering of Petroleum, Principal Ing. Raul Mauricio Cañas Trejos, advisor M.sc. Fernando E. Calvete G.

INTRODUCCION

Un campo con elevado número de fallas se traduce en pozos con un elevado costo de levantamiento y grandes pérdidas de producción debida a dichas fallas, todo ello conlleva a perdidas de dinero para la empresa operadora. Se definen las fallas de un pozo que opera con bombeo mecánico como todo aquel suceso indeseado que implica el daño o la alteración operacional de todo el diseño de producción, entendido este como sarta de varillas, sarta de tubería y bomba de subsuelo. Para reducir el número de fallas presentes en un campo se ha implementado la metodología de análisis de fallas, esta metodología ha demostrado exitosos resultados en campos donde se ha implementado.

Los sistemas de bombeo mecánico son el método de levantamiento artificial más usado en la industria de los hidrocarburos y también lo es para los campos Tisquirama y San Roque del Activo Provincia propiedad de Ecopetrol S.A. Estos campos operan con bombeo mecánico en más del 80% y su índice de fallas general se encuentra dentro del índice normal de operatividad. Sin embargo existe un grupo de pozos que pese a operar bajo circunstancias similares a las de los demás pozos, exhiben un índice de fallas elevado que se encuentra fuera del promedio. Debido a que estos pozos representan pérdidas económicas para la compañía, se hizo necesaria la aplicación del análisis de fallas como mecanismo optimizador de la producción.

Este proyecto realiza una caracterización de cada uno de los pozos que operan con bombeo mecánico de los campos San Roque y Tisquirama y de esta forma establece mecanismos de detección de pozos problema que deberían ser analizados. Así determina el modo de falla de cada pozo crítico y con ayuda de información tomada de los eventos de falla producidos realiza un análisis puntual de ciertas fallas que ocurrieron en estos pozos. Se establecen soluciones para atenuar el índice de fallas en cada pozo y se realiza un análisis económico que

tiene en cuenta las ventajas y beneficios de la aplicación de la inversión, comparados con una posible no aplicabilidad.

1. GENERALIDADES DEL ACTIVO PROVINCIA

El activo Provincia se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco Oriental, entre los ríos Lebrija y Sogamoso, en el municipio de Sabana de Torres, departamento de Santander. Está conformado por los Campos Bonanza (Bombeo PCP y Gas lift), Tisquirama - San Roque (BM y BES) y el Campo Provincia este ultimo cuyo sistema de levantamiento es Gas Lift.

En total existen 152 pozos activos de los cuales 20 poseen sistema de levantamiento por bombeo mecánico, repartidos en los campos Tisquirama (12 unidades), San Roque (6 unidades) y Bonanza (2 unidades). El proyecto esta referenciado al estudio de las fallas operacionales que se presentan en la región de los pozos pertenecientes a los campos Tisquirama y San Roque, exceptuando dos pozos del campo Tisquirama que no fueron analizados por carecer de información y relevancia al no presentar fallas en su historial.

1.1 LOCALIZACIÓN

Los Campos Tisquirama-San Roque, se encuentran localizados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, esta es una región alargada en sentido Norte - Sur localizada entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente. La población más cercana es la de San Martin en el Departamento del Cesar.

En el área Tisquirama – San Roque se han perforado hasta la fecha 26 pozos de los cuales; 5 se han abandonado por problemas mecánicos y/o bajo potencial de producción (Caimán 1, Tisquirama 1, 4, 5 y San Roque-1).

A partir de 2007 se inicia una campaña de perforación por parte de Ecopetrol S.A. que ha permitido multiplicar los niveles de producción hasta 2500 BOPD en noviembre de 2010 con cortes de agua inferiores al 1%, mediante la perforación de 5 pozos San Roque y 12 pozos Tisquirama, quedando por ejecutar algunas actividades de recompletamiento (San Roque-6 y Tisquirama-17) y fracturamiento (Tisquirama-10, 13, San Roque-7 y 4), que permitirán llevar la producción del área por encima de los 3000 BOPD, con el consecuente incremento en las reservas para Ecopetrol S.A.

En el año 2008 se negoció una curva básica de regalías 20% para el Campo San Roque, la producción por encima de esta curva se gravaría con regalías variables del 8%. De acuerdo a la posición de representantes del Ministerio de Minas y Energía la negociación de tal curva para el Campo Tisquirama quedaría condicionada a la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria, que actualmente se encuentra en proceso de maduración entre fase II y III, y cuenta con recursos aprobados para su ejecución. Actualmente (01/01/2012) el área tiene una producción de 2655 BFPD.

1.3 GEOLOGÍA

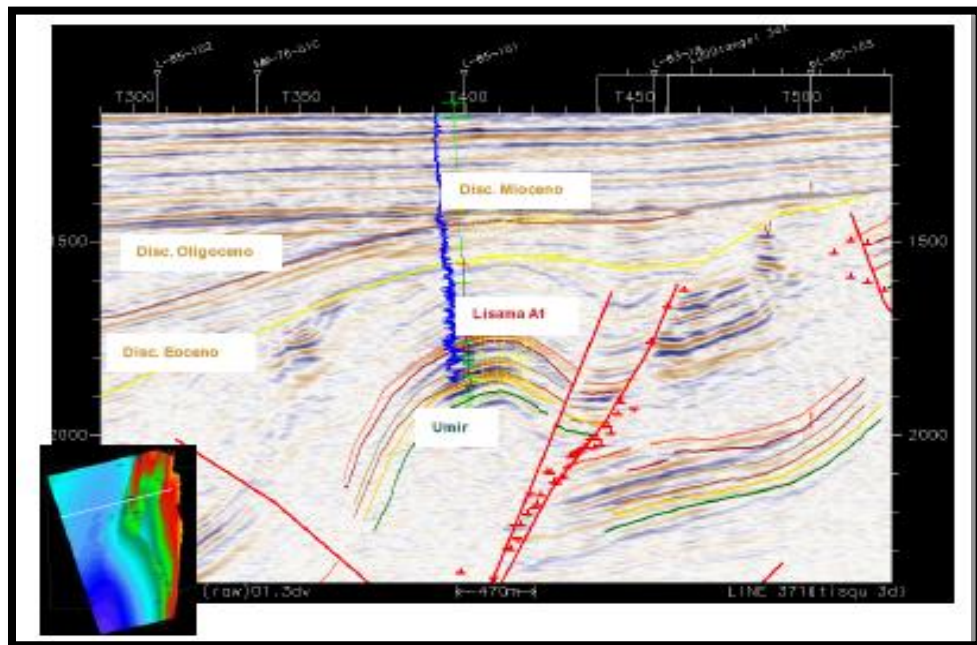
1.3.1 Geología de Campo

En términos generales, en el área de Tisquirama/San Roque se interpretan estructuras complejas, producto de diversos eventos de deformación que permitieron la formación de las estructuras actuales presentes en ambos campos. Con esta interpretación, se puede decir que la estructura del campo Tisquirama corresponde a un anticlinal asimétrico alargado en la dirección NNE-SSW a casi N-S con una extensión de unos 8 km por 1.2 Km de ancho, con buzamientos fuertes de unos 60 a 70 grados hacia el costado occidental del pliegue

especialmente hacia la parte norte de la estructura Tisquirama (Figura 2), los cuales van siendo más suaves con buzamiento entre 30 a 45 grados a medida que nos movemos hacia el Sur donde la estructura se torna más amplia alcanzando hasta 1.9 km de ancho a la altura del pozo Caiman-1.

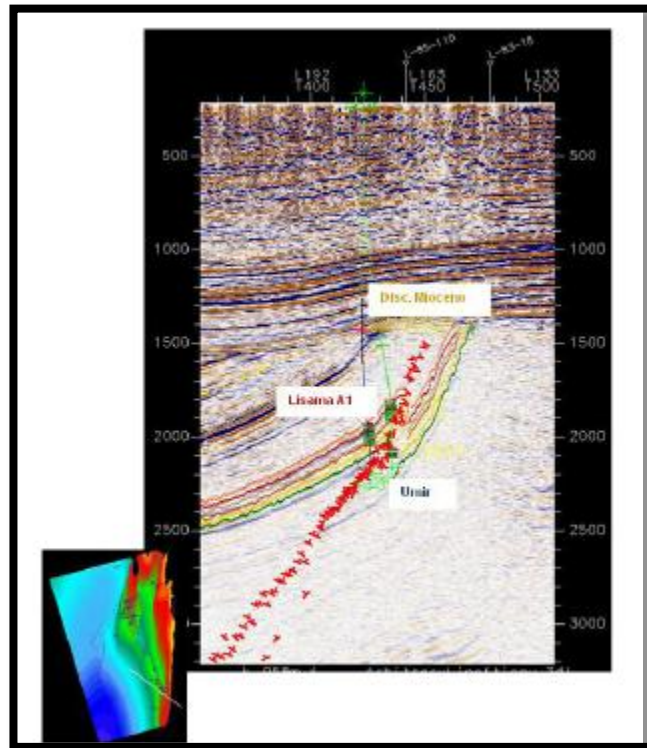
Para el caso de San Roque se trata de un Monoclinal, buzando suavemente hacia el SWW el cual choca contra la falla de Tisquirama al Sur formando una especie de subthrust por debajo de la falla (Figura 3). Este monoclinial se extiende desde el borde del volumen por unos 5 Km con una amplitud de unos 1.1 km.

Fig.2. Campo Tisquirama Interpretación Estructural



Fuente: Plan Desarrollo Tisquirama San Roque. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Fig. 3. Campo San Roque Interpretación Estructural



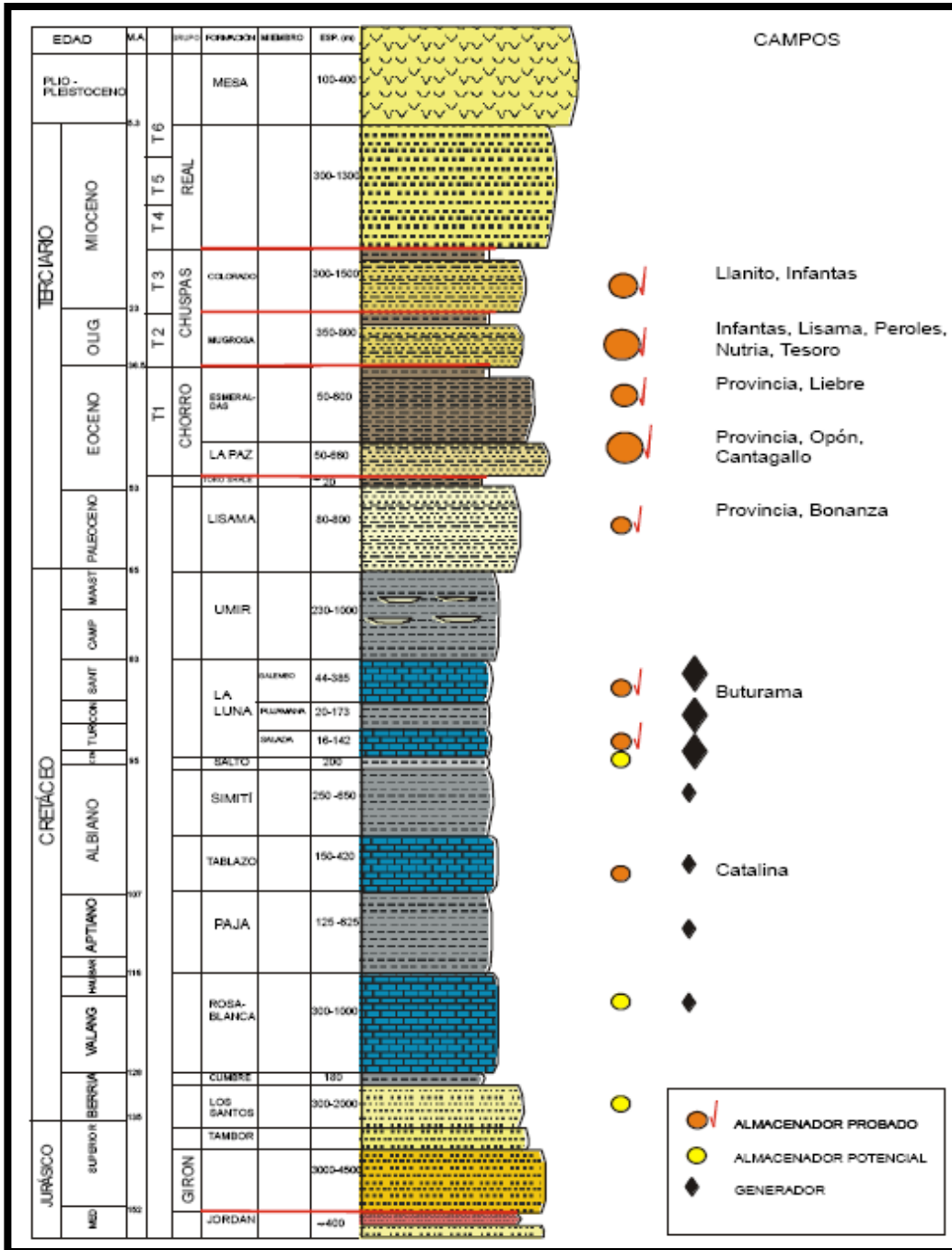
Fuente: Plan Desarrollo Tisquirama San Roque/Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

1.3.2 Estratigrafía

Formación Lisama:

Es el principal almacenador del área de Tisquirama-San Roque. Está limitada por encima por la inconformidad regional del Eoceno, y en otras partes de la cuenca está ausente por erosión en las áreas donde la erosión cortó parte de la secuencia del Cretáceo. Para su estudio, el área se ha dividido en dos miembros; uno Superior y otro Inferior, el Miembro Lisama superior está constituido por intercalaciones de lutitas y arcillas interestratificadas con capas de areniscas grises de grano fino a medio y numerosos mantos de carbón.

Fig. 4. Columna Estratigráfica Generalizada Valle Medio del Magdalena



Fuente: Plan Desarrollo Tisquirama San Roque/Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM. Tomado (VMM) Silva M. 2007

La Formación Lisama tiene un espesor de 1225 m en su sección tipo. La edad que se le asigna a esta unidad es Paleoceno (VAN DER HAMMEN., 1954). Para el

área de los campos Tisquirama- San Roque el miembro LisamaInferior, se dividió en 4 unidades; Lisama A, Lisama B, Lisama C y Lisama E, constituidas por areniscas grises, de grano fino a medio, porosas y permeables.

1.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

1.4.1 Mecanismos de Producción

De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria y los análisis de los diferentes estudios, se considera que la formación Lisama en los Campos Tisquirama y San Roque maneja como mecanismos de producción fundamentalmente gas en solución, contenido en el petróleo acumulado, y la acción de un acuífero de muy pobre actividad en el flanco occidental de la estructura los recobros para un yacimiento de este tipo de estiman en promedio en un 25%. Pero considerando el alto grado de heterogeneidad de las unidades productoras, un 20% de recobro en producción primaria resultaría aceptable, por lo que se hace necesario emprender proyectos de recuperación secundaria y terciaria que permitan mejorar significativamente el Factor de Recobro.

1.4.2 Cálculos Volumétricos

De acuerdo con la producción acumulada y el aceite original in situ, la Tabla 1 muestra el factor de recobro actual. Su baja magnitud obedece a que a pesar de tratarse de un campo con 60 años de explotación ha permanecido con una baja tasa de extracción comparada con tamaño de la acumulación.

Tabla 1. Factor de Recobro Área Tisquirama-San Roque. Proyectada (01/12/2011)

Campo	OOIP (Mbls)	OIL CUM(Mbls)	FR (%)
Tisquirama	173	5.9	3.8
San Roque	62	2.8	5.2
Total	235	8.7	3.7

Fuente: Autor. Modificado Plan Desarrollo Tisquirama San Roque/Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM.

2. METODOLOGÍA ANÁLISIS DE FALLAS

2.1 ¿POR QUÉ APLICAR ANÁLISIS DE FALLAS?

Es un hecho probado que la mayor parte de las fallas que se producen en la industria son las llamadas fallas de tipo crónico. Este tipo de fallas se presenta muy a menudo durante la operación de los pozos y crean un perfil de fallas, es decir los pozos operan con fallas de tipo crónico que se repiten muy a menudo y cuya causa generalmente es la misma.

Un ejemplo común son aquellos pozos que presentan daño en la sarta de varillas con la consecuente rotura y falla del sistema de bombeo, la solución inmediata es la intervención y el remplazo de las varillas afectadas y poner en producción el pozo lo antes posible, pero muy pocas veces se considera la causa raíz que está provocando el daño en las varillas; corrosión, mal diseño de la sarta, sobre tensión, flexión de las varillas por mal manejo son solo algunas de las causas que podrían generar este tipo de falla pero que poca veces se analiza e identifica.

En muchas ocasiones la solución a un problema presentado radica en la aplicación inmediata de una solución en la que la mayoría de los casos no se valida ninguna de las suposiciones, sino que simplemente se adopta una de ellas y se gasta dinero en un arreglo esperando que funcione. La experiencia ha demostrado que esta forma de hacerlo es cara e inefectiva. Así mismo se ha comprobado que el 20% de estos incidentes representan el 80% de las pérdidas, esto quiere decir que investigando el 20% de las fallas se estaría previniendo el 80% de las pérdidas totales y las ventajas se podrían ver en un periodo corto de tiempo.

De esta forma al determinar la causa raíz de falla de los pozos y corregirla se ha demostrado una reducción en más del 30%¹ la incidencia de fallas en los sistemas de bombeo en aquellos campos donde se ha implementado la metodología de análisis de fallas, esto sin considerar el reacondicionamiento que se le podría hacer a los pozos.

De esta manera, tal y como un doctor revisa el historial médico de un paciente para determinar la posible causa de su dolencia, así mismo se analiza a un pozo con el fin de identificar la causa raíz de su elevado índice de fallas, corregirlas y de esta manera poner en producción el pozo de manera optima al reducir la diferida de producción causada por problemas que a corto plazo son corregibles.

2.2 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA²

Debido a la sencillez de la aplicación de la metodología, se puede llegar a la creencia que tan solo con sentido común se puede solucionar los problemas que se están afrontando e ignorar algunos aspectos como la experiencia y el conocimiento previo sobre el problema a tratar. Por ello se deben tener en cuenta 3 aspectos fundamentales a la hora de realizar un proyecto de análisis de fallas:

- Objetivo del investigador
- Experiencia en el Análisis de Fallas
- Alcance de la aplicación

2.3 DESCRIPCION DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE FALLAS³

La metodología general de análisis se basa en el siguiente orden:

1. Exploración

¹ MARTINES A., AFANADOR C.L., VILLAREAL J. O., LARA C y ECOPEPETROL. Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico. Bogotá DC Colombia: ACIPET; 2003.

² DIAS Hernández J. A. y TASCÓ Quintero J.A. Aplicación de la metodología análisis causa-raíz (ACR) para la reducción de fallas en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en pozos críticos del campo la Cira-Infantas. 2007. p.21

³ Ing. Omar LINARES. Análisis de Causa Raíz, una herramienta invaluable para el diagnostico de fallas. Asociación Boliviana de Ingeniería de Mantenimiento (ASBOMAN) de Santa Cruz.

2. Análisis del Problema
3. Consideración de Hipótesis o causas
4. Validación de Evidencias
5. Consideración de Posibles soluciones
6. Evaluación Financiera del Proyecto

2.3.1 Fase 1. Exploración

La primera instancia en la metodología del proyecto se puede definir como la fase exploratoria. En la fase exploratoria se llevara a cabo la identificación del problema, es decir crear el historial grafico de los pozos y con base en ellos señalar cuáles serán analizados. También se realizará el diseño del proyecto o la determinación del alcance del mismo con su respectiva revisión bibliográfica.

Para la selección de los pozos a ser analizados se tienen en cuenta dos aspectos (*):

- Potencial de producción
- Índice de frecuencia de fallas

Es importante tener en cuenta ambos aspectos dándole prioridad, debido al carácter del proyecto, al índice de frecuencia de fallas. En pocas palabras los pozos analizados serán aquellos que presenten mayor índice de falla.

Se deberá tener en claro la mecánica de funcionamiento de las unidades de bombeo mecánico, los tipos principales de unidades de superficie, los tipos de configuraciones de las bombas de subsuelo, es decir, conocer las ventajas y desventajas de cada esquema de producción, las partes y componentes, etc.

(*) Parámetros establecidos por el Departamento de Producción SOM y los Ingenieros analistas de fallas.

Bajo la metodología de investigación se deben tener en cuenta los elementos teóricos y bases de conocimiento que servirán de cimiento durante la realización del proyecto así mismo la determinación del marco espacial y temporal en que se desarrollaran.

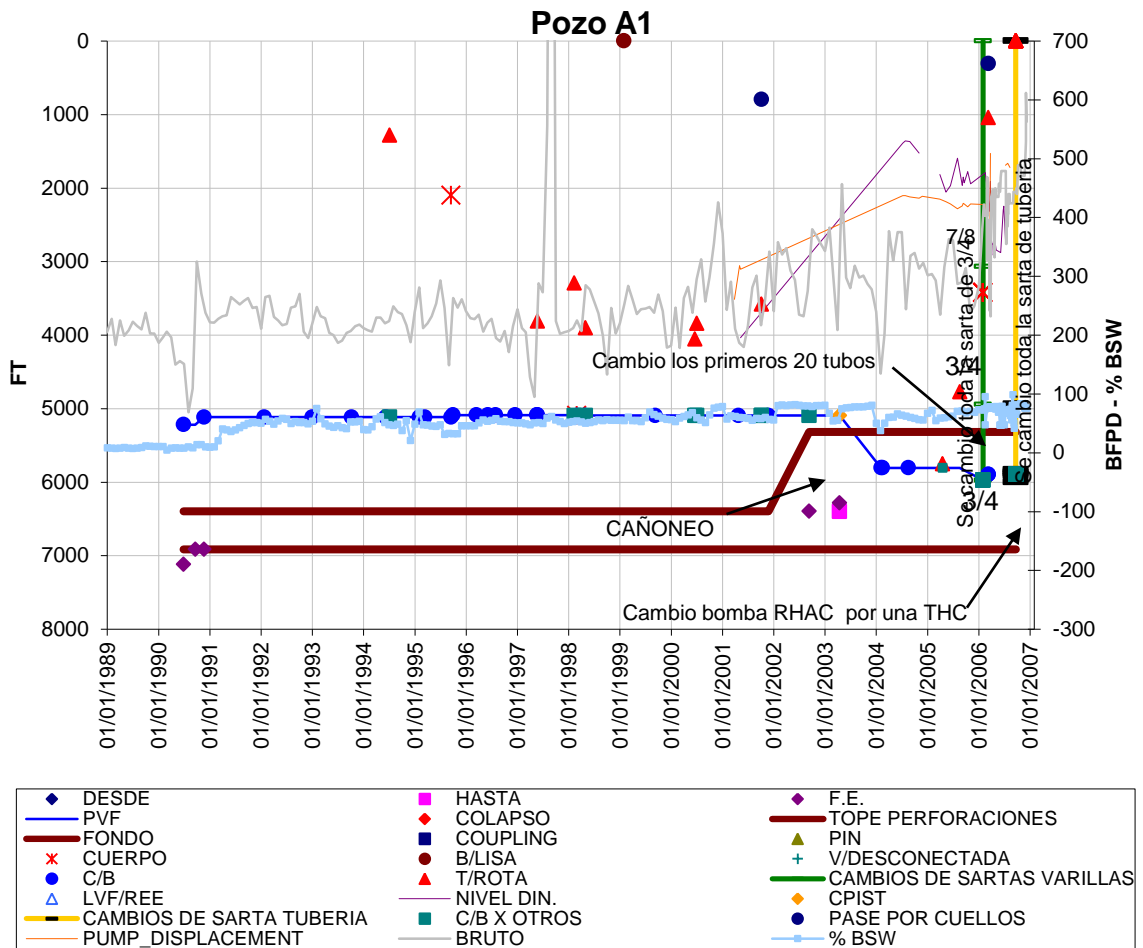
2.3.2 Fase 2. Análisis del Problema

Teniendo una base teórica se adentrará en el tratamiento del problema como tal, un pozo generalmente posee un comportamiento de fallas similar a medida que estas se van presentando, de esta manera el conocimiento de su historial de fallas nos va a permitir dar una primera hipótesis del problema ocurrido, así mismo se debe tener en cuenta la captura inmediata de toda circunstancia que rodeó el incidente, en especial por aquellas personas que estuvieron directamente involucradas.

Como investigadores debemos estar bien informados y con conocimiento del tema a tratarse para investigar a fondo el evento de falla, usando evidencia para explicar cualquier anomalía encontrada.

La Figura 5 muestra el comportamiento de producción y de fallas del pozo A1. Ésta es una grafica típica para el análisis de causa raíz en pozos que presentan fallas en la operación de su sistema de levantamiento y constituye el elemento fundamental de análisis.

Fig. 5. Historial de Fallas Pozo A1



Fuente: Autor. L.R Heinze, Spe, Texas Tech U, Sucker-Rod-Pumping Failures in the Permian Basin, (1999).

Puede observarse el historial y fluctuaciones de producción del pozo con sus valores reflejados en la ordenada izquierda. De igual forma se puede ver cada una de las fallas que ha tenido el pozo, la profundidad a la que se presentaron y el momento en que ocurrió. Cada evento es simbolizado con pequeñas figuras que representan problemas típicos objeto de estudio en el proyecto. Los más comunes y relevantes son:

- Operaciones de limpieza de arena desde y hasta en profundidad.
- Fondo encontrado o medido.

- Posición de la válvula fija de la bomba.
- Colapso de tubería.
- Fallas en la varilla por cuerpo.
- Daños en la barra lisa.
- Varillas desconectadas.
- Cambios de diseño de bomba.
- Tubería rota, cambios de varilla.
- Fallas por coupling.
- Cambios de estado mecánico del pozo como cañoneos y recañoneos.
- Entre otras.

2.3.3 Fase 3. Consideración de Hipótesis o causas

En esta sección se responderá a preguntas del tipo ¿Por qué sucedió?, ¿Cuál pudo haber sido la causa?; a partir de ellas se determinarán múltiples hipótesis (supuestas), que llevaran a la reunión de pistas, registros previos y posteriores a la consecución de la falla. Los posibles mecanismos de falla se propondrán de acuerdo al comportamiento histórico del pozo, de las condiciones de operación, del tipo de fluidos, de los análisis de dinagramas, surveys, etc.

Esta etapa es importante para la determinación y definición de las variables que pudieron intervenir en el desarrollo de una falla en el equipo de bombeo.

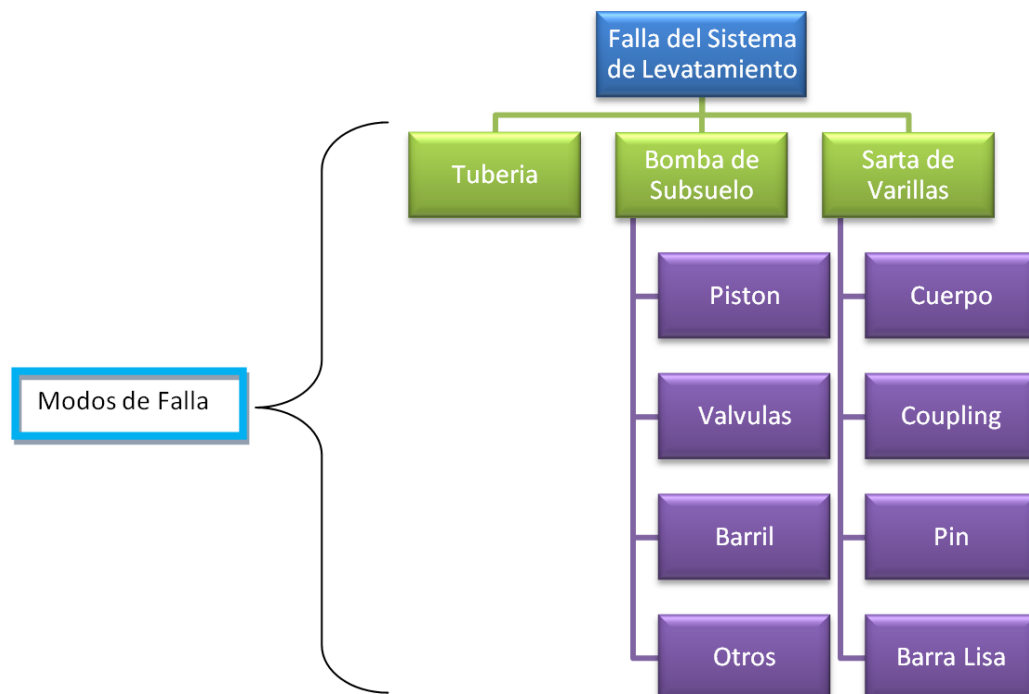
2.3.4 Fase 4. Validación de Evidencias

El elemento fundamental para el análisis de una falla en un equipo de bombeo es la extracción de la muestra de material. Dicha muestra debe ser representativa y manipulada adecuadamente para su análisis. Con ella se realizará un análisis cualitativo, analizando el tipo de varilla, acople, pieza que falló, el material del cual está hecho, las especificaciones para las que fue elaborado, el tipo de esfuerzos a los que fue sometido, entre otros. Es decir se llegará a determinar el modo principal de falla del sistema de levantamiento. Posterior a ello se deberá hacer un análisis al área clave donde se desarrolló la falla, es decir la parte de la pieza por la cual

se propagó la fractura o deformación, así, se determinara el punto de origen, el mecanismo que actuó como elevador de esfuerzos, las marcas o huellas dejadas durante el desarrollo de la falla, las evidencias visuales relevantes, entre otras.

Con base en lo descrito anteriormente y teniendo en cuenta el comportamiento histórico relacionado a las fallas del pozo, se podrá llegar a una conclusión, una conclusión que me determinará, finalmente y por completo el modo de falla y el esfuerzo operacional que la causó. En pocas palabras el fallo en la operación normal que me causo esta situación indeseada.

Fig. 6. Modos de Falla para Bombeo Mecánico⁴



Fuente: Autor

2.3.5 Fase 5. Consideración de Posibles soluciones

Una vez determinada la razón o causa del fallo de operación, se darán una serie de posibles soluciones y planes de acción a tomar. Todas las sugerencias que se den para atenuar la incidencia de las fallas deberán ser consideradas como un

⁴ MARTINES A., AFANADOR C.L., VILLAREAL J. O., LARA C y ECOPEPETROL. Op. cit.

conjunto puesto que contempladas de manera individual no justificarían la intervención de un equipo de Wellservices ni mucho menos mejorarían la operación de los sistemas de bombeo y en general de los pozos.

Todas las soluciones que se consideran son a corto plazo, es decir implicarán el cambio de ciertos componentes del sistema de levantamiento, la mejora en operación de otros y en general no requerirían la intervención del pozo por más de 10 días en caso de ser necesario, este tipo de soluciones se les denomina soluciones de aplicación inmediata ⁵. Algunos ejemplos de este tipo de intervenciones son: el cambio de varillas lisas por varillas centralizadas en ciertos intervalos donde el pozo tiene desviaciones y se quiere evitar el roce con la sarta de tubería, el anclaje del Tubing para prevenir el pandeo de la tubería, reducción de strokes por minuto de la unidad para impedir el golpe de fluido, aumentar la sumergencia de la bomba (profundizar), realizar análisis químico de los fluidos de producción, etc.

Como se puede ver las soluciones planteadas generalmente no implican intervenciones directas a la formación sino que se enfocan en la modificación de parámetros del sistema de levantamiento.

Para formular las recomendaciones debemos tener en claro a donde queremos llegar con la solución, podemos hacernos preguntas del tipo ¿Cuál es el sujeto o el objeto?, ¿Cuál es la acción deseada?, ¿Cuál es el resultado que se busca con la acción? Es decir platearíamos un *esquema disciplinado de pensamiento lógico*¹¹ el cual ilustraría de manera clara la consideración de cada una de las causas de las fallas y nos permitirá la eliminación de variables no relacionadas.

En algunas ocasiones, una solución ideal se encuentra fuera del alcance desde el punto de vista económico. Sin embargo, una solución que cumpla con todos los requerimientos mínimos necesarios es aconsejable.

⁵ MARTINES A., AFANADOR C.L., VILLAREAL J. O., LARA C y ECOPELROL. Op. cit.

2.3.6 Fase 6. Evaluación Financiera del Proyecto

La selección final dependerá en gran parte del análisis de viabilidad económica de cada uno de las intervenciones de pozo planteadas. El propósito es proveer los medios para determinar la alternativa más balanceada. Esto significa, la alternativa que cumpla con todos los requisitos mínimos y genere los menores riesgos de crear otros problemas.

3. DETERMINACION DE POZOS TIPO

3.1 CAMPO TISQUIRAMA

Para el campo Tisquirama se ha realizado un análisis de frecuencia de fallas con el fin de determinar los pozos ‘problema’ es decir los que más índice de fallas presentan. Para realizar este cálculo fue necesaria la caracterización de todos los pozos que trabajan con sistemas de Bombeo Mecánico, poniendo especial énfasis en las fallas ocurridas tanto en la bomba, en la sarta de varillas como en la sarta de tubería.

Tabla 2. Fallas Campo Tisquirama. Índice de Frecuencia de Fallas (IFF) por Tipo.

	Poço								
	Año								
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
AC 888	Varilla Partida		Tubería Rota						
AC 308					Profundizar Bomba		Pega de Bomba X 2	Cambio de Bomba	
AC 647					Varilla Partida Pega de Bomba	Varilla Partida X 2 Coupling Roto X 4	Varilla Partida Coupling Roto Pin Partido	Pin Partido	
AC 725							Coupling Roto X 2	Coupling Roto X 2	
AC 194							Varilla Partida		
AC 116								Varilla Partida X 2 Pega de Bomba	
AC 116							Cambio de Bomba X 2		
AC 947									
AC 292							Pega de Bomba		
AC 323								Varilla Partida X 3	
Total	1	0	1	0	3	6	11	10	
Por Bomba	ffb	0	0	0	0,67	0	0,5	0,2	
Por Varilla	ffv	1	0	0	0,33	1,2	0,6	0,8	
Por Tubing	fft	0	0	1	0	0	0	0	
IFF	1	0	1	0	1,00	1,2	1,1	1	

Fuente: Autor. Modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark.

La Tabla 2 muestra la totalidad de pozos con bombeo mecánico en campo Tisquirama y el tipo de falla que han tenido desde su completamiento, las celdas marcadas con color canela indican la puesta en producción o completamiento de un pozo determinado. Las ultimas 5 filas de la tabla muestran el cálculo del índice de frecuencia de fallas, fue necesario hacer este cálculo por año debido a los diferentes tiempos de vida productiva de los pozos.

A partir del cálculo de las Fallas Totales (IFF) se determinó que el promedio de fallas por pozo por año para el área de Tisquirama corresponde a un valor aproximado de 1.1 fallas. Este resultado está por debajo del promedio mundial de fallas por pozo que es de 1.2⁶ de lo cual se podría deducir que es un campo en el que la incidencia de fallas no es un problema muy relevante. Sin embargo es indispensable, para llegar a una conclusión veraz y acertada, el cálculo del índice de frecuencia de fallas por pozo para saber si de verdad este promedio se acomoda al comportamiento puntual de cada pozo.

La Tabla 3 que se presenta a continuación, muestra el cálculo del índice de fallas por pozo con el fin de determinar que tan crítica es la operación de estos pozos como consecuencia de la alta incidencia de fallas. A partir de ella se determinaron cuales pozos se encuentran trabajando con un índice de fallas fuera de lo normal para este campo y cuáles de ellos merecen especial atención para el diseño y operación de los sistemas de bombeo.

Tabla 3. Calculo del Índice de Frecuencia de Fallas por Pozo Campo Tisquirama

Pozo	Fallas por Varilla	Fallas por Bomba	Fallas por Tubing	IFF
AC 888	1	0	1	0,25
AC 308	0	4	0	1,16336562

⁶ Heinze L. R., Ge Z., Rahman M. M. Sucker Rod Pumping Failures In The Permian Basin, Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 56661, USA, 1999. Citado por MARTINES A., AFANADOR C.L., VILLAREAL J. O., LARA C y ECOPEPETROL. Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico. Bogotá DC Colombia: ACIPET; 2003.1p.

AC 647	11	1	0	3,75351892
AC 725	4	0	0	2,27401933
AC 194	1	0	0	0.59837243
AC 116	2	1	0	3,5668002
AC 000	0	0	0	0
AC 116	0	2	0	1,25865324
AC 947	0	0	0	0
AC 292	0	1	0	0,63171194
AC 323	3	0	0	2,27650766
Total	22	9	1	

Fuente: Autor. Modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark.

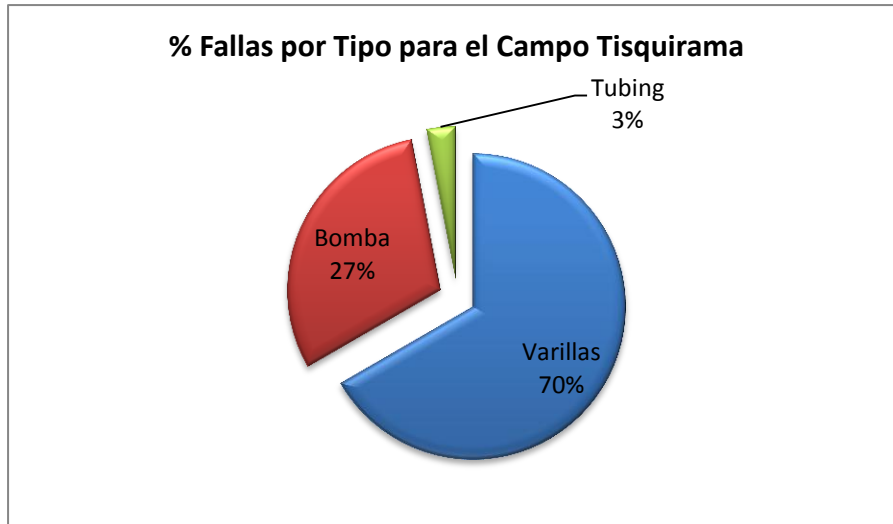
Como se puede apreciar en la Tabla 3 los pozos con mayor índice de frecuencia de fallas son:

AC 647, AC 725, AC 116 y AC 323, que constituyen los pozos que serán analizados para determinar los principales mecanismos de fallas y las medidas preventivas y correctivas a tomar.

A partir de la selección de los pozos que debían ser analizados, se pudo concluir que el 36% de los pozos del campo han consumido el 71.8% del total de los trabajos de varilleo, asumiendo que todos pertenecen a la campaña de perforación de 2008-2010.

Por otro lado a escala mundial y clasificando las fallas según el elemento fallado, (varillas, bombas, tubing) se ha demostrado que las fallas más frecuentes ocurren en las bombas y su accesorios, principalmente por pegas, seguido por las fallas en la sarta de varillas y en menor proporción las fallas en la tubería de producción. Con base en esta idea se pudo demostrar que para el caso del campo Tisquirama esta tendencia no se cumple del todo.

Fig. 7. % Fallas por Tipo para el Campo Tisquirama



Fuente: Autor. Modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark.

Tal y como lo muestra la Figura 7, el mayor porcentaje de tipo de falla presentado en los pozos se relaciona con la sarta de varillas (70%), seguido por los problemas en la bomba (27%) y en menor proporción los relacionados con Tubing (3%) .

En el campo Tisquirama los sistemas de bombeo mecánico se encuentran sobre diseñados, las bombas de subsuelo normalmente se diseñan para profundidades máximas de 7000', sin embargo, en este campo las bombas fácilmente llegan a los 8000' de profundidad lo que hace que la sarta de varillas se vea altamente afectada por la sobretensión que experimentan. Así mismo se ha visto que un mal manejo en la sarta de varillas, principalmente el sobretorqueo, conlleva a la reducción del tiempo de vida útil de las varillas lo que aumenta el índice de fallas por este tipo. Por último hay que tener en cuenta que algunos de los pozos son desviados y que esto causa deformación de las varillas, esfuerzo para el cual no han sido diseñadas. Lo anterior sumado a los efectos del rozamiento con la sarta de tubería y otros problemas.

3.2 CAMPO SAN ROQUE

El mismo estudio se aplicó para los pozos del campo San Roque, los resultados se observan en las siguientes tablas:

Tabla 4. Fallas Campo San Roque. . Índice de Frecuencia de Fallas (IFF) por Tipo

	Pozo	Año							
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	BC 565	Cambio de Bomba		Varilla Partida					
	BC 870					Cambio de Bomba	B/L Partida		Varilla Partida X 2
	BC 701								
	BC 642						Cambio de Bomba X 2	Varilla Partida Cambio de Bomba	Tubo Roto
	BC 419								
	BC 199							Cambio de Bomba B/L Partida	B/L Partida x 2
	Total	1	0	1	0	1	3	4	5
Por Bomba	ffb	1	0	0	0	0,25	0,40	0,333333333	0
Por Varilla	ffv	0	0	1	0	0	0,2	0,333333333	0,666666667
Por Tubing	fft	0	0	0	0	0	0	0	0,166666667
	IFF	1	0	1	0	0,25	0,60	0,666666667	0,833333333

Fuente: Autor. Modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark.

Para el campo San Roque el promedio de frecuencia de fallas por año es de $0.5437 \frac{\text{fallas}}{\text{pozo}} / \text{año}$ lo que indica una tendencia general de los pozos del campo a fallar menos de 1 vez por año

Tabla 5. Calculo del Índice de Frecuencia de Fallas por Pozo Campo San Roque

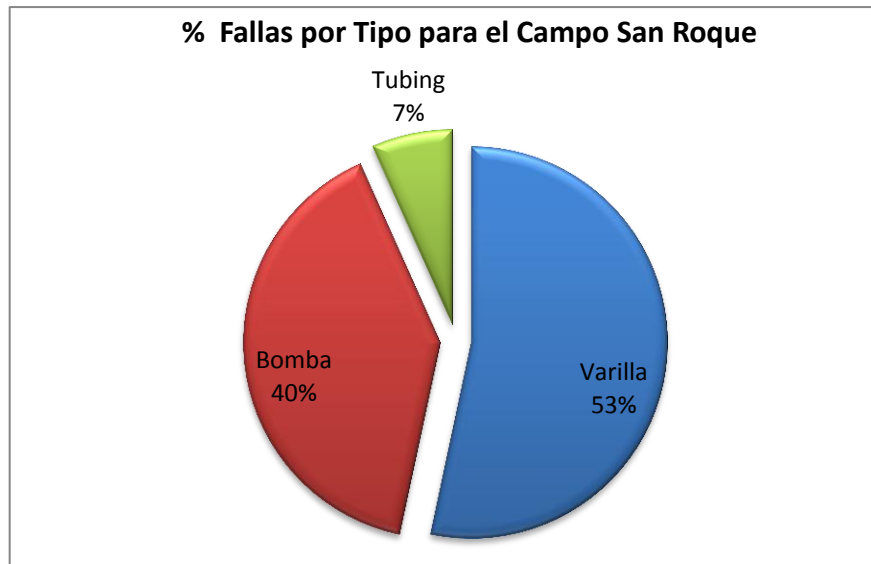
Pozo	Fallas por Varilla	Fallas por Bomba	Fallas por Tubing	FT
BC 565	1	1	0	0,25
BC 870	3	1	0	1,14331447
BC 701	0	0	0	0
BC 642	1	3	1	1,71821306
BC 419	0	0	0	0
BC 199	3	1	0	4,34546442
Total	8	6	1	

Fuente: Autor. Modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark

Como se puede apreciar en la Tabla 5 los pozos con mayor índice de frecuencia de fallas son:

BC 870, BC 642 y BC 199, que constituyen los pozos que serán analizados para determinar los principales mecanismos de fallas y las medidas preventivas y correctivas a tomar.

Fig. 8. % Fallas por Tipo para el Campo San Roque



Fuente: Autor. Modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark.

En el Campo San Roque la tendencia se mantiene, el mayor porcentaje del total de fallas se encuentra relacionado con la sarta de varillas (53%), seguido por los problemas presentados en la bomba de subsuelo y en menor porcentaje las fallas relacionadas con la tubería de producción (7%). Con respecto a las intervenciones de pozo, la mitad de los pozos están consumiendo el 86% del total de los WellServices ejecutados en el área.

4. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE FALLAS CAMPO TIQUIRAMA-SAN ROQUE⁷

4.1 POZO AC 647

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **AC 647** que pertenece a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) y del Activo Provincia del campo Tisquirama.

4.1.1 Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo

La perforación del pozo se inició el 01 de Marzo del año 2008 con broca de 12-1/4", el revestimiento de producción es de 7" tiene zapato a 7857'. Su completamiento se llevó a cabo el 05 de Abril de 2008 cañoneando los siguientes intervalos con Casing Gun 4-1/2" Powerjet 4505, 46" penetración, a 5 TPP:

7228'-7229'

5530'-5531' Intervalo productor de agua (**Aislado**)

7191' – 7201' Lisama A

7208' – 7218' Lisama A

7222' – 7246' Lisama A

7476' – 7503' Lisama B

7512' – 7523' Lisama B

7590' – 7610' Lisama B

7765' – 7780' Lisama C

Otras propiedades importantes se detallan en la siguiente tabla:

⁷ SALAZAR Barrero Helmut. Informe de Análisis Causa Raíz, ECOPELROL 2010.

Tabla 6. Propiedades del Pozo AC 647

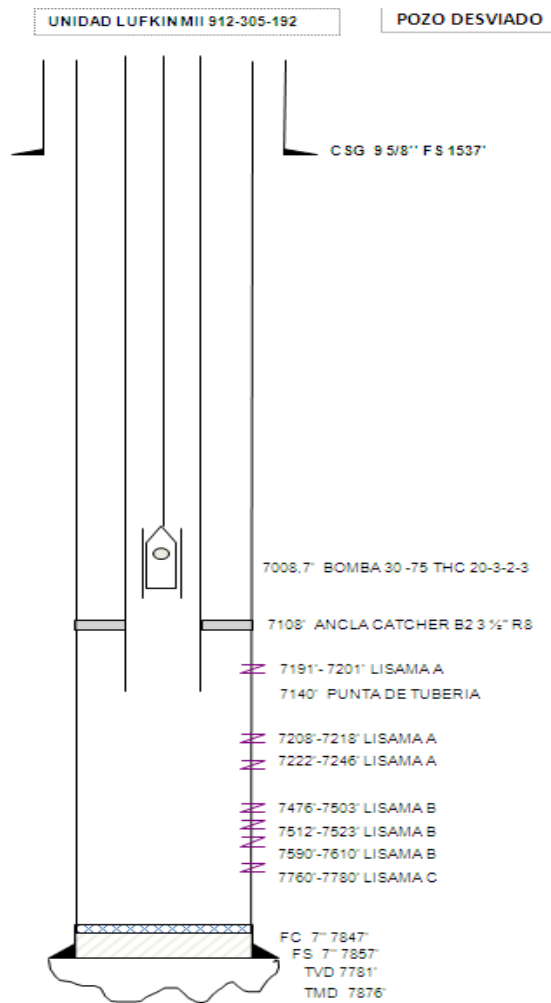
DATOS				
		LISAMA B, C	LISAMA A	PROM
Presión del yacimiento	Pr (Psi)	2700	2912	2806
Presión de burbuja	Pb (Psi)	1645	1185	1415
Espesor ,TVD	h(ft)	75,226	42,43	
Permeabilidad	K (md)	200	530	
Viscosidad	μ (cp)	10	480	
API		23	13	17,6
Factor volumétrico	Bo (RB/STB)	1,12	1,06	
Radio de drenaje	re (ft)	327	327	
Radio del pozo	rw (ft)	0,25	0,25	
Tope de perforaciones TVD	(ft)	7323,59	7057,035	
Base de perforaciones TVD	(ft)	7628,35	7110,35	
Nivel de fluido	(ft)	5639		
Sumergencia efectiva, TVD	(ft)	1278		
Densidad	(lb/gal)	7,64283172	8,1717474	7,91963447
QFPD	(STB/dia)	191	8	199

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM.

Inició con un pico de producción de 400 bbl/d pero actualmente la producción se encuentra alrededor de los 200bbl/d.

Se dejó en producción con sistema de bombeo mecánico Unidad MII-912-305-192 y bomba de subsuelo 25-225-THAC-24-4-0-1. Presenta el siguiente estado mecánico:

Fig. 9. Estado Mecánico Pozo AC 647

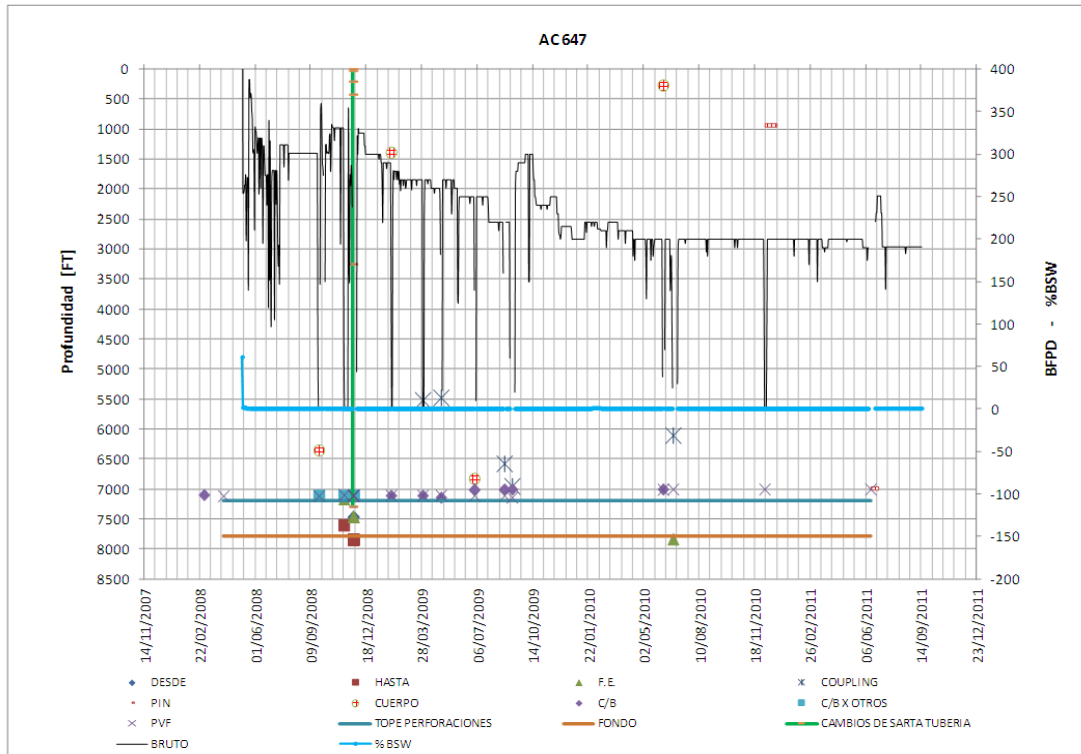


Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM.

4.1.2 Identificación del Problema

El pozo AC 647 ha tenido 13 intervenciones del equipo WellService superando el índice general de fallas por pozo. Los trabajos se han centrado en limpieza de arena (2), cambios de varilla por rotura (4), desconexión de varillas por coupling (5) y pin partido (2).

Fig. 10. Historial de Fallas Pozo AC 647



Fuente: Autor

- La primera falla que presento el pozo ocurrió en Septiembre de 2008 tan solo 5 meses después del completamiento, esta falla se presento por rotura del cuerpo de la varilla.
- En Noviembre del año 2008 el pozo fue intervenido por pega de la bomba, fue necesario realizar limpiezas de arena y un cambio en la sarta de tubería.
- Ya en el año 2009 el pozo presentó un índice de fallas muy elevado, FT=6 todas ellas relacionadas con la sarta de varillas.
- Entre los años 2010-2011 el pozo siguió con tendencia a presentar fallas por varilla.

Fig. 11. Fallas por tipo Pozo AC 647



Fuente: Autor. Modificado de Base de datos Ecopetrol Centro, Open Wells-Land Mark

Es evidente que el pozo tiene un grave problema relacionado con el diseño y funcionamiento de la sarta de varillas, se deben tener en cuenta para el análisis de fallas del sistema, los intervalos 0-1500' y 5500'-7000' pues son las profundidades donde se evidencia el trabajo inadecuado del sistema de levantamiento.

Se sabe que el pozo tiene geometría desviada pero no se tiene el registro de desviación, es probable que la deformación de las varillas debida a la desviación del pozo pueda ser una causa importante del daño en las varillas.

4.1.3 Análisis

Bomba

El pozo tiene un historial de uso de bombas tipo Tubing que son bombas con una capacidad mayor, más resistentes a los embates de las arenas de formación pero que también tienen sus desventajas. Estas bombas no son muy utilizadas en pozos con alta producción de gas ya que tienen un gran espacio nocivo debido al pescador de la válvula fija, al ser mas robustas también generan mayores cargas y

estiramientos en la sarta de varillas, mayores cargas implican mayor estrés en la sarta y es posible que esto sea un detonante de la cantidad de fallas que ha tenido este pozo.

Observando los informes proporcionados por el taller de bombas, se ha observado en la mayoría de los casos que las bombas presentan alta presencia de arena sobre todo en las válvulas. La presencia de arena disminuye el rendimiento de la bomba y propicia la abrasión sobre todo de las partes en rozamiento como el pistón. Así mismo se reporta presencia de 'materiales extraños' al momento de hacer el lavado y limpieza de la bomba, se ha observado y se tiene registro que algunos de estos elementos son cuñas de pesca que probablemente se han introducido en el pozo durante las operaciones de extracción de la sarta de varillas.

Fig. 12. Arena en la válvula Viajera

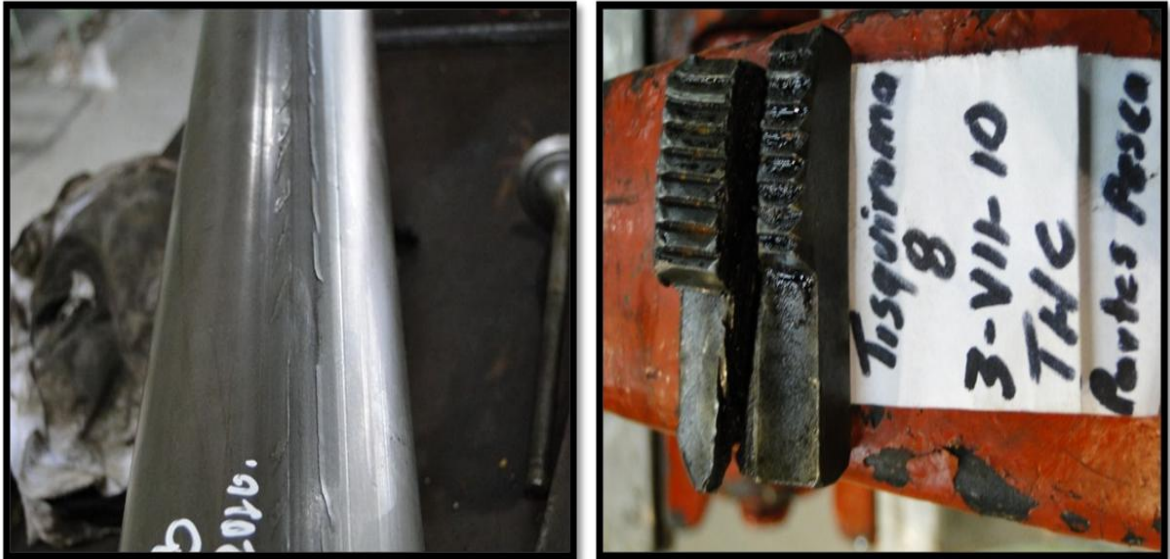
Arena Válvula Fija



Fuente: Autor. Taller de Bombas SOM-GRM

Fig. 13. Pistón rayado y acanalado

Cuñas de pesca



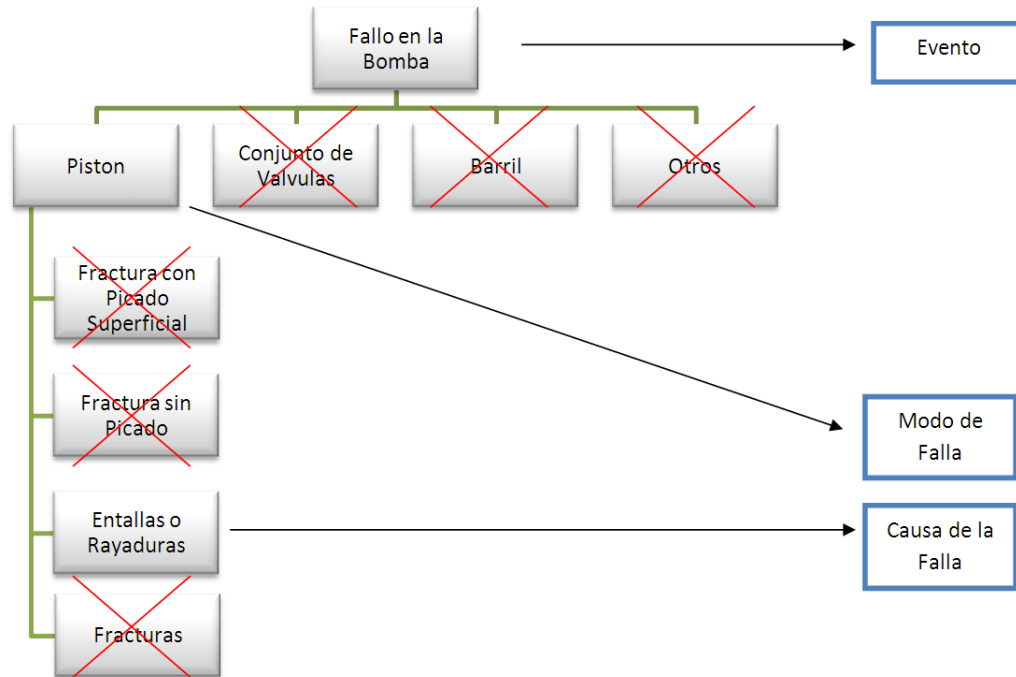
Fuente: Autor. Taller de Bombas SOM-GRM

Con base en la información proporcionada, las evidencias encontradas y los hechos comprobables, se pueden evaluar las posibles causas y determinar cuál de ellas constituye la causa raíz del daño.

El diagrama de pensamiento lógico⁸ [Figura 14] muestra cada una de las hipótesis planteadas durante la etapa de caracterización del pozo. A medida que se avanzó en este proceso de análisis se fueron validando las conclusiones que se iban haciendo de cada una de las causas probables de la falla. Así, se llegó a la causa raíz que ocasionó el daño en el sistema de bombeo.

⁸ Ing. Omar LINARES. Análisis de Causa Raíz, una herramienta invaluable para el diagnóstico de fallas. Asociación Boliviana de Ingeniería de Mantenimiento (ASBOMAN) de Santa Cruz.

Fig. 14. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Bomba Pozo AC 647



Fuente: Autor

Como lo reportó el personal del taller de bombas, el elemento principal que falló en la bomba de subsuelo fue el pistón, de esta manera se descartan el daño en las válvulas, el barril u otros componentes de la bomba como causa raíz. Ya teniendo el modo de falla por el cual el pozo dejó de producir, se pueden evaluar cada una de las causas concretas.

Las fracturas con picado superficial, ocasionadas por ambientes corrosivos (H₂S) o un deficiente sistema de control de corrosión quedan descartadas puesto que no se observó ningún tipo de fractura. Así mismo se descartaron las fracturas por sobrecarga y las fracturas de la capa de spray metal quedando así las entallas o ralladuras como causa principal de falla.

Comúnmente se ha observado que las ralladuras del pistón pueden deberse a la erosión ocasionada por arena, sulfuro de hierro o H₂S, o también estas mismas

ralladuras pueden ser ocasionadas por partículas sueltas, típicamente partículas alojadas entre el pistón y el barril. En este caso se evidenció la presencia de cuñas de pescador Overshot, posiblemente alojadas allí durante un evento de pesca de varilla rota.

Además de los problemas relacionados con la producción de arena y sus consecuencias para el buen funcionamiento de la bomba, a ello se suma un historial amplio de fallas relacionadas con los acoples de las varillas y del pistón, en las uniones Pin-Box.

Fig. 15. Pistón Partido



Fuente: Autor. Taller de Bombas SOM-GRM

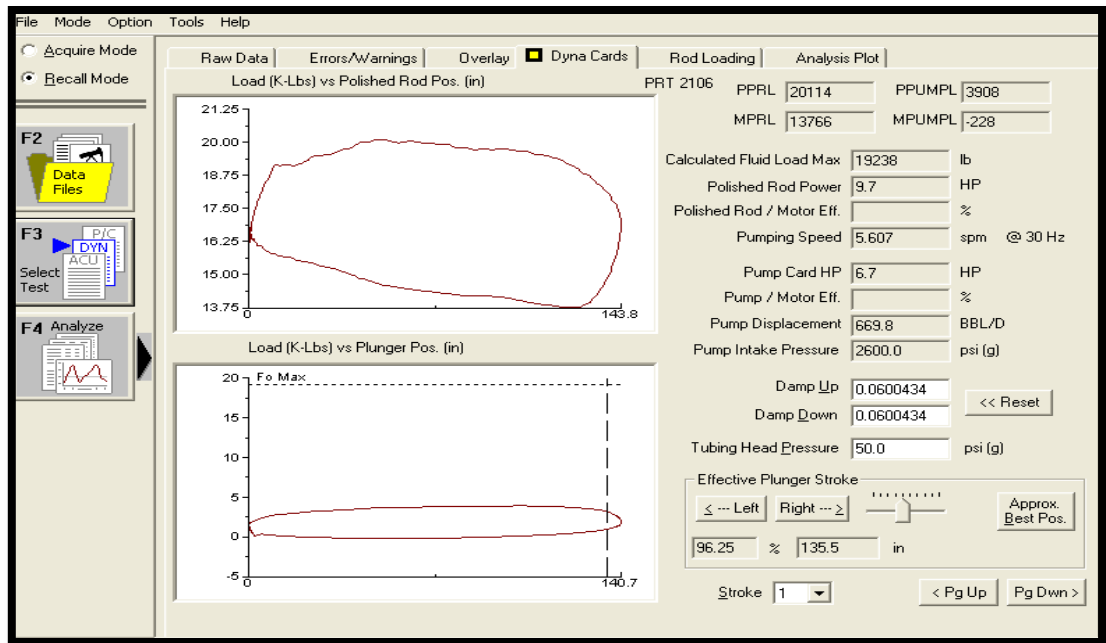
La imagen izquierda muestra la jaula superior del pistón para una bomba TH (Pin-Box) o C11-M, parte de la sección roscable del pistón se encuentra partida en su sección media observando evidente desgarre del material, la otra parte del cuerpo del pistón se ve en la imagen derecha. No se observa evidencia de corrosión ni desgaste por rozamiento. La fractura se presentó a 4 líneas del último hilo de conexión.

Según el diagnóstico del personal de campo la bomba presentaba varilla partida y como se evidencia en la toma de dinagrama realizada, la bomba no presenta carga de fluido confirmando así una falla clara en la sarta de bombeo.

La bomba no fue intervenida por pega del pistón, lo cual descarta la posibilidad de que haya habido sobrecarga sobre el mismo y que esta sobrecarga hubiera ocasionado la falla del material.

Los últimos registros dinagraficos tomados al pozo muestran el desanclaje de la bomba y la presencia de interferencia de gas que disminuye la eficiencia de la bomba al 60%, pero no se invidencia ninguna clase de golpe de fluido causante en la mayoría de los casos de fallas, especialmente en la parte inferior de la sarta por efectos de los esfuerzos alternativos de compresión y tracción.

Fig. 16. Dinagrama de Falla Pozo AC 647

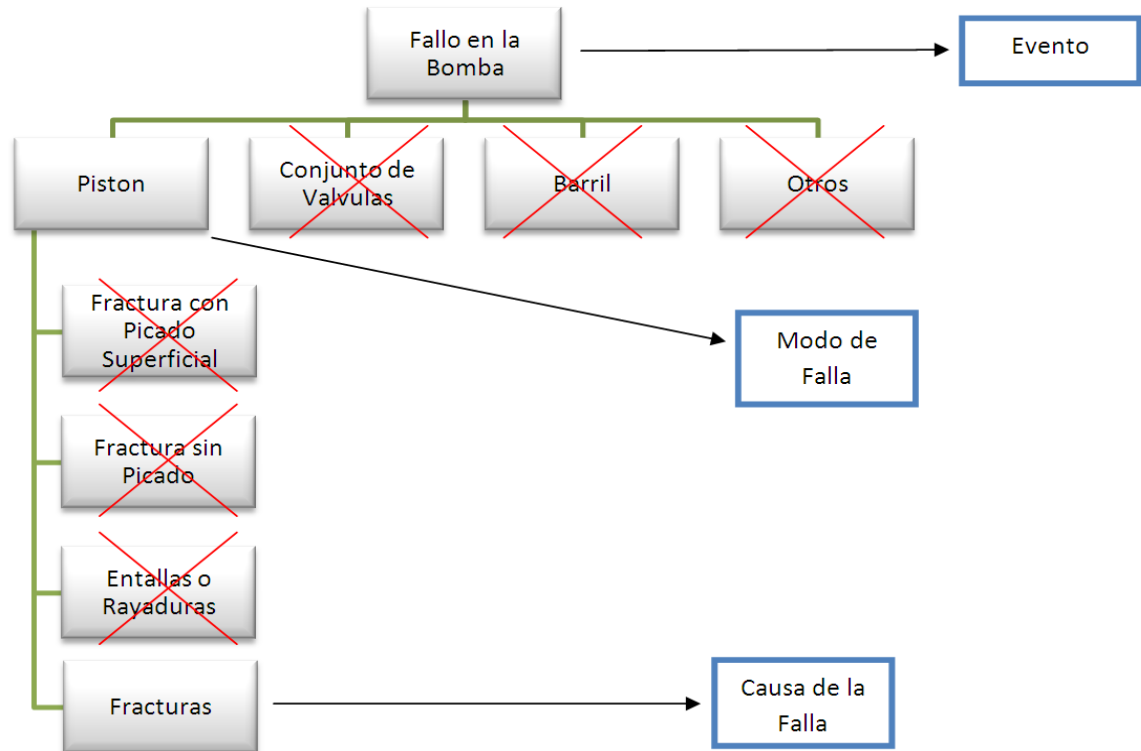


Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

El nivel de fluido que presenta la bomba es muy bueno, la sumergencia de la bomba de 1969' y un porcentaje de líquido de 100% evidencian unas condiciones de trabajo óptimas para la bomba.

El diagrama [Fig 17] muestra cada una de las posibles causas que propiciaron el daño en la bomba y en especial en el pistón. Como se observó, el pistón no presentaba ningún daño superficial causado por corrosión o erosión, por ello las fracturas por picado, sin picado o las abolladuras quedan descartadas.

Fig. 17. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Bomba Pozo AC 647



Fuente: Autor

Se observó una fractura evidente en la rosca de la unión box del pistón que no evidencia ni sobretorqueo ni presencia de corrosión.

Para este modo de falla, se plantean dos posibilidades:

- Fractura por defecto de manufactura o sobretorqueo entre la junta que une el pin al cuerpo del pistón.
- Sobrecarga debida a la pega del pistón o por la operación desanclada de la bomba.

Según el diagnóstico del taller de bombas, la operación de sistema de bombeo de manera desanclada propician este tipo de daño en el pistón. Por ello se puede concluir que la causa raíz del daño en la rosca del pistón se debió al pandeo de la tubería y con ello al mal funcionamiento del pistón que eventualmente condujo a la falla en la sección roscable.

Tabla 7. Desarrollo de la Solución⁹ Pozo AC 647

Modo de Falla	Causa	Conclusiones
Bomba - Pistón	<ul style="list-style-type: none"> • Bomba desanclada • Pescados • Mala manipulación • Falla de Información 	Debido a que no se informó de la presencia de cuñas al interior del pozo y el pandeo de la tubería se produjeron estas fallas.

Fuente: Autor

4.1.4 Recomendaciones

- Debido a la frecuente producción y entrada de arena a la bomba, es recomendable realizar un análisis granulométrico a las arenas producidas para determinar la posibilidad de usar bombas con pequeñas luces entre el pistón y el barril, con el fin de evitar que los granos de arena de mayor dimensión que la diferencia de los radios se acumulen. Ya que el API promedio del crudo producido por el pozo es de 17.6 (crudo pesado) no habrían problemas de escurrimiento y no sería necesario el uso de pistones alargados.
- Los pistones **Lubri Plunger** de propiedad de la empresa Bolland permiten su uso en instalaciones con alta producción de arena, la limpieza de los sólidos por un mecanismo lubricador y así mismo la producción de crudo a velocidades más bajas evitan el desgaste de toda la instalación.

⁹ SALAZAR Barrero Helmut, INFORME DE ANALISIS CAUSA RAIZ, ECOPEPETROL 2010.

- Se recomienda el anclaje urgente de la tubería para evitar así daños en la sarta de varillas o la sarta de tubería y mejorar la eficiencia de la bomba.
- Los registros dinagráficos muestran una fuerte elongación en la sarta de varillas. Para evitar futuros daños relacionados con sobreesfuerzos de tensión, sería bueno el uso de materiales para sollicitaciones mecánicas más exigentes. Los pistones MA son de acero al carbono con recubrimiento exterior metalizado en base a polvo de níquel, con extremos postizos de SAE 4140 templado y revenido muy útil para estas condiciones.
- Revisar informes y reportar la presencia de pescados al interior del pozo.

4.2 POZO AC 725

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **AC 725** que pertenece a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) y del Activo Provincia del campo Tisquirama.

4.2.1 Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo

La perforación del pozo se inició el 1 de Octubre del año 2009, el revestimiento de producción es de 7" tiene zapato a 8499'. Es un pozo desviado tipo 'S' cuyo completamiento se llevó a cabo el 9 de Noviembre del 2009 cañoneando los siguientes intervalos con Ultrajet 4,5" a 5 TPP:

8116'- 8138' Lisama B

8278'-8288' Lisama C

8296'-8350' Lisama C

Se dejó en producción con sistema de bombeo mecánico MII-640D-365-168 y bomba de subsuelo 25 -175-RHAC-20-4-2-2 con recorrido de 168".

Cabe destacar que el pozo entró en producción el 20 de Noviembre de 2009 con un caudal de 300 bbl/d, sin embargo su producción ha venido decayendo hasta llegar a una producción aproximada de 120 bbl/d. En general los niveles de BSW que se han registrado has sido bastante bajos <1%.

Otras propiedades importantes se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 8. Propiedades del Pozo AC 725

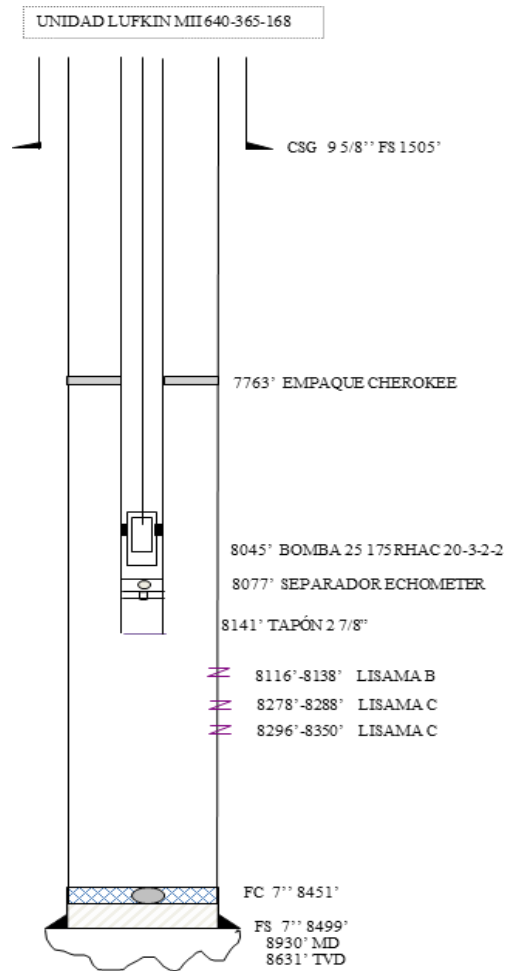
DATOS		
Presión del yacimiento	Pr (Psi)	1016
Presión de burbuja	Pb (Psi)	1645
Espesor, TVD	h(ft)	85,92
Permeabilidad	K (md)	116
Viscosidad	μ (cp)	10
API		19
Factor volumétrico	Bo (RB/STB)	1,12
Radio de drenaje	re (ft)	288
Radio del pozo	rw (ft)	0,25
Tope de perforaciones (TVD)	(ft)	7557,52
Base de perforaciones (TVD)	(ft)	7791,37
Nivel de fluido	(ft)	7115
Sumergencia efectiva, TVD	(ft)	637
Densidad	(lb/gal)	7,84596346
QFPD	(STB/dia)	120

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM.

Actualmente tiene sistema de Bombeo Mecánico 25-150-RHAC-20-3-1-1 con una unidad de superficie Mark II, MII-640D-365-168 y un recorrido de 168", presenta el siguiente estado mecánico:

Fig. 18. Estado Mecánico Pozo AC 725

POZO DESVIADO
TIPO S

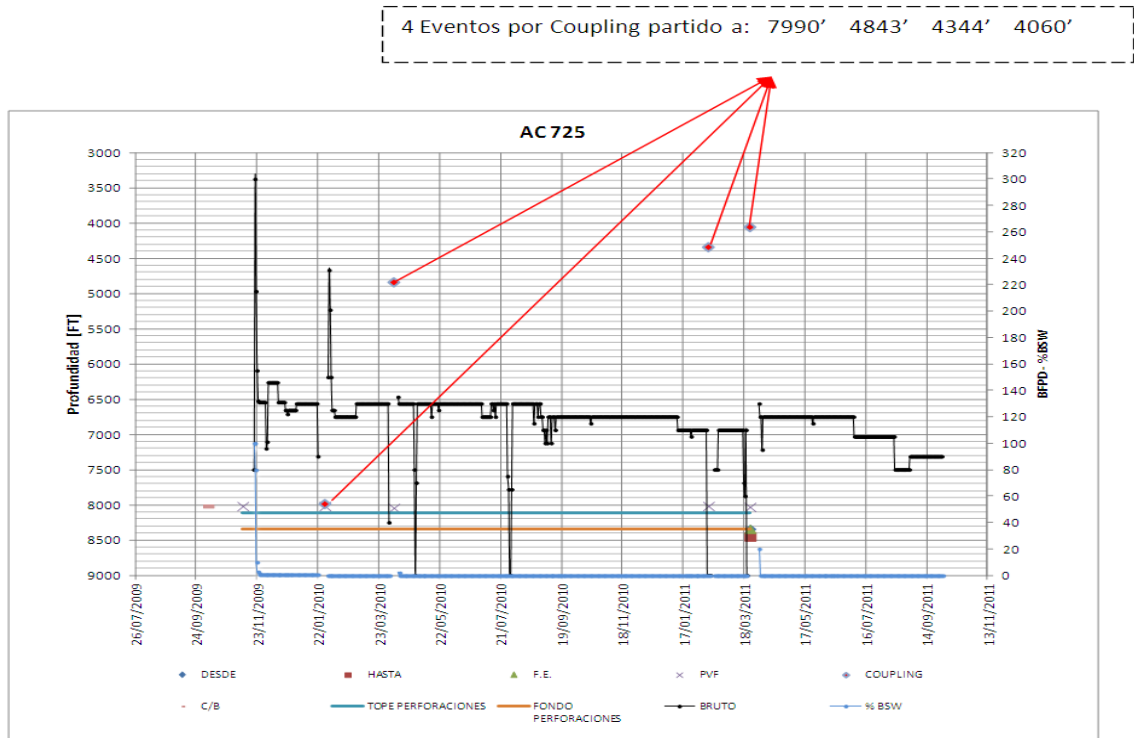


Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Se observó el Survey del pozo y se pudo evidenciar que el perfil del pozo es desviado tipo 'S' lo que implica que la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo (KOP) @ 2492', otra tangencial (EOB) y una de disminución de ángulo (SD) @ 5133'.

4.2.2 Identificación del Problema

Fig. 19. Historial de Fallas Pozo AC 725



Fuente: Autor

Como se ve en la [Figura 19], son 4 los eventos o fallas que ha presentado el pozo todas ellas están relacionadas con la rotura de los acoples de las varillas y todas varían la profundidad a la que se presentaron. A pesar de que se tiene el perfil de desviación del pozo, la variación en las profundidades de las fallas no permite establecer una relación estrecha entre los coupling partidos y la desviación.

4.2.3 Análisis

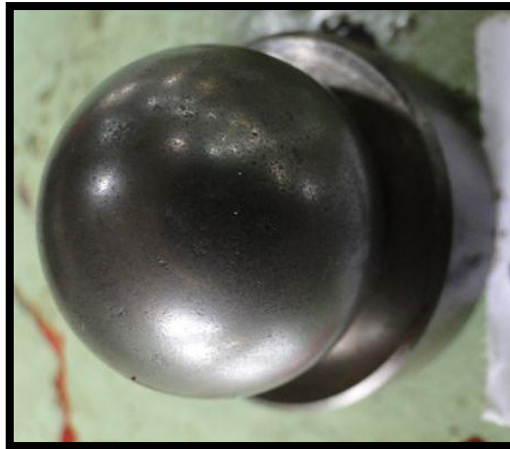
Según el survey del pozo los intervalos de desviación en los cuales se crea y se tumba el ángulo son:

2492'-3853' y 5133'-7509'

Con base en lo anterior se observa que el daño de los coupling de la sarta de varilla no se encuentra directamente relacionado con la desviación del pozo ni con los puntos de máximo cambio de dirección.

Según los informes que vienen del taller de bombas, en general los pozos en el campo Tisquirama tienen moderada producción de arena, en especial cuando estos han sido sometidos a fracturamiento hidráulico. Sin embargo para el caso del pozo AC 725, las bombas que han llegado al taller han sido desensambladas, lavadas y se ha observado presencia de arena pero en general la bomba y sus componentes internos no han sido afectados por la presencia de estos sedimentos.

Fig.20. Válvula V11 de Bomba



Fuente: Autor. Taller de Bombas SOM-GRM

Los niveles de corrosión manejados por este pozo son bajos en parte por la poca producción de agua $< 1\%$, con lo cual se descarta la posibilidad de falla por pérdida de material debido a la acción de ambiente corrosivo.

Preocupa los constantes problemas relacionados con el óptimo funcionamiento de la bomba. Casi desde la puesta en producción el pozo ha venido presentando problemas como:

- Interferencia por gas que lleva consecuentemente a paradas en la producción ya que la bomba queda bloqueada.

- Golpe de Fluido

Se sabe que el golpe de fluido y la interferencia por gas (aunque en menor proporción) son problemas causantes de daños en la sarta de varillas por fatiga ante esfuerzos alternativos de compresión y tracción. La tubería se encuentra bien anclada lo cual elimina la posibilidad de pandeo y roce con la sarta de varillas.

No se tiene información ni muestras físicas de las fallas ocurridas en las uniones de varillas, por ello se plantean las siguientes causas como las más probables:

- Sobreapriete que propicia el aumento los esfuerzos generados sobre el pin de la varilla y el agrietamiento del coupling por fatiga debida a las cargas aplicadas.
- Apriete insuficiente propicia la desconexión de la misma en caso de no observarse rotura del material.
- Presencia de material extraño en el acople antes de ser apretado.

Es importante tener muestra física de los coupling dañados, pues aunque se tiene el modo de falla común en el pozo solo se cuenta con las causas más probables, por lo tanto hasta que no se refute verazmente otras causas éstas seguirán teniéndose en cuenta.

Tabla 9 Desarrollo de la Solución Pozo AC 725

Modo de Falla	Causa	Conclusión
Coupling	<ul style="list-style-type: none">• Mala manipulación• Golpe de Fluido• Interferencia por Gas.	La fatiga de los coupling debida a los esfuerzos de tensión y compresión sumados a un posible mal manejo de la sarta originaron las fallas.

Fuente: Autor

Se tiene conocimiento que en el mes de Noviembre de 2011 se le realizó al pozo una intervención de WorkOver, en ella se fracturó hidráulicamente el intervalo 8116'-8138' se espera que con esta operación las condiciones de flujo del pozo hayan cambiado reduciendo al mínimo las pérdidas de nivel y con ello el efecto de golpe de fluido.

4.2.4 Recomendaciones

- Si el fracturamiento no fue exitoso y las condiciones de llenado no mejoran, se recomienda el replanteamiento del diseño de producción considerando la falta de nivel como eje fundamental. Para ello se debe mejorar el llenado de la bomba disminuyendo los strokes por minuto y reducir el recorrido de la bomba.
- Rediseñar el separador de fondo para que opere de manera optima. Se recomienda, ya que el pozo cuenta con separador Echometer, el uso de separador tipo Packer que aumenta el tiempo de residencia del fluido y por ello la eficiencia de separación.
- Conseguir muestras de las fallas por coupling presentadas para poder así evaluar de una mejor manera la causa raíz del daño en los acoples de las varillas.

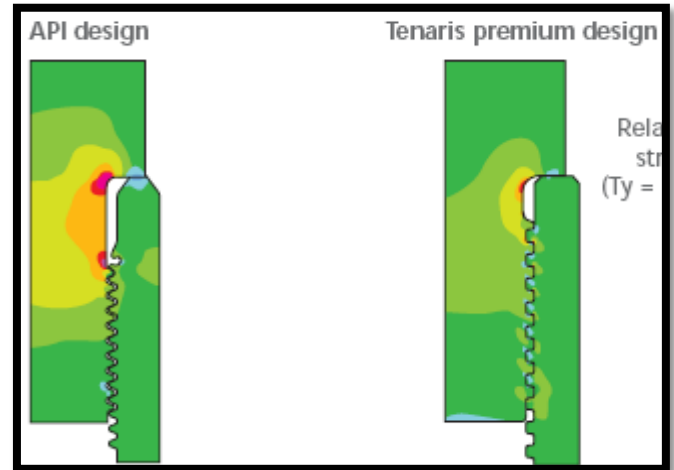
- Realizar análisis de los fluidos de producción del pozo AC 725 para confirmar o no la presencia de fluidos corrosivos que pudieron haber afectado el material de los coupling produciendo abolladuras y desgaste.

- Se debe tener en cuenta e infundir en los procedimientos, la cultura de limpieza y buen torqueado de las varillas y sus accesorios:
 1. Remover los protectores de plásticos con las manos o con una herramienta apropiada.
 2. Remover con un paño seco todos los indicios de crudo o grasa protectora. Dejar totalmente limpio con un paño y Varsol retirando cualquier película de grasa.
 3. Usar lubricante aplicado solo a las 4 primeras líneas de la rosca de las varillas.
 4. Limpiar los coupling tal y como se limpian las sartas de varillas.
 5. Usar plantillas de control de torque.

- Se recomienda el uso de varillas Premium de propiedad de la empresa *Tenaris*. Algunas de sus ventajas son:
 - ✓ Reducción en las fallas de conexión y los consecuentes ahorros operativos.
 - ✓ Uso de varillas tipo D para pozos con requerimientos de alta tensión.
 - ✓ Conexiones de varilla reducidas mejorando el flujo del crudo por el Tubing.
 - ✓ Ahorro de gastos de energía y reducción en la tensión sobre las varillas al tener un diámetro reducido
 - ✓ Mayor resistencia al torque comparado con las varillas convencionales



Fig. 22. Varillas Premium



Fuente: Premium Sucker Rods Brochure. Tenaris 2008.

4.3 POZO AC 116

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **AC 116** que pertenece a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) y del Activo Provincia del campo Tisquirama.

4.3.1 Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo

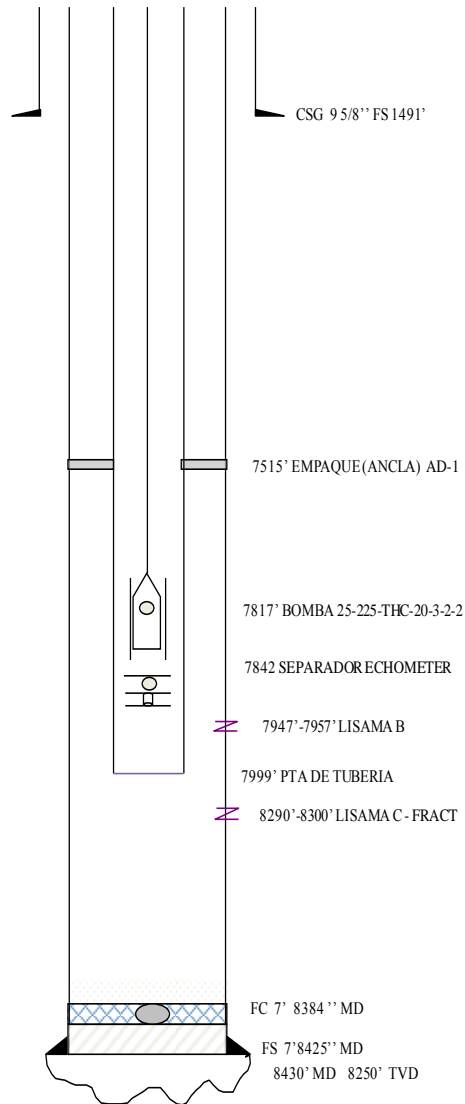
El pozo fue completado el 9 de Septiembre de 2010, es un pozo completado con Bombeo Mecánico y con los siguientes intervalos cañoneados a 6TPP:

Lisama B	7947-7957	10 pies
-----------------	-----------	---------

Lisama C 8290-8300 10 pies **Fracturado**

Actualmente tiene sistema de Bombeo Mecánico 25-225-THC-20-3-2-2 con una unidad de superficie Mark II, MII 912-365-168 y un recorrido de 168", presenta el siguiente estado mecánico:

Fig. 23. Estado Mecánico Pozo AC 116



Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

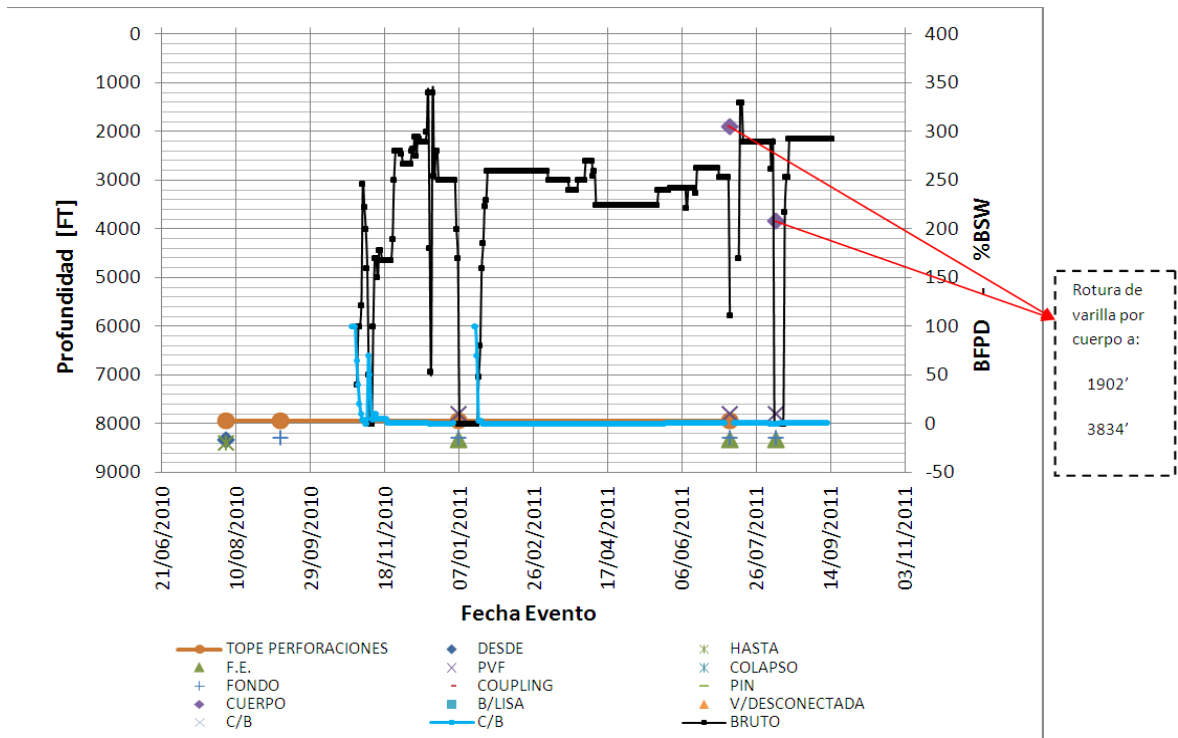
El pozo entró en producción el 30 de Octubre de 2010, tiene un bajo porcentaje de BSW no mayor al 3%, su producción actual de crudo es de 293 BPD pero alcanzó un pico máximo de producción de 340 BPD a mediados del mes de Diciembre del año 2010.

El pozo AC 116 ha presentado entre los meses de Julio y Agosto, dos fallas en el sistema de Bombeo Mecánico debidas a la rotura de las varillas en la sección del cuerpo.

4.3.2 Identificación del Problema

El pozo AC 116 es el pozo con mayor producción de crudo del Campo Tisquirama, de ahí la importancia de la identificación y solución, lo antes posible, de las fallas que presenta.

Fig. 24. Historial de Fallas Pozo AC 116



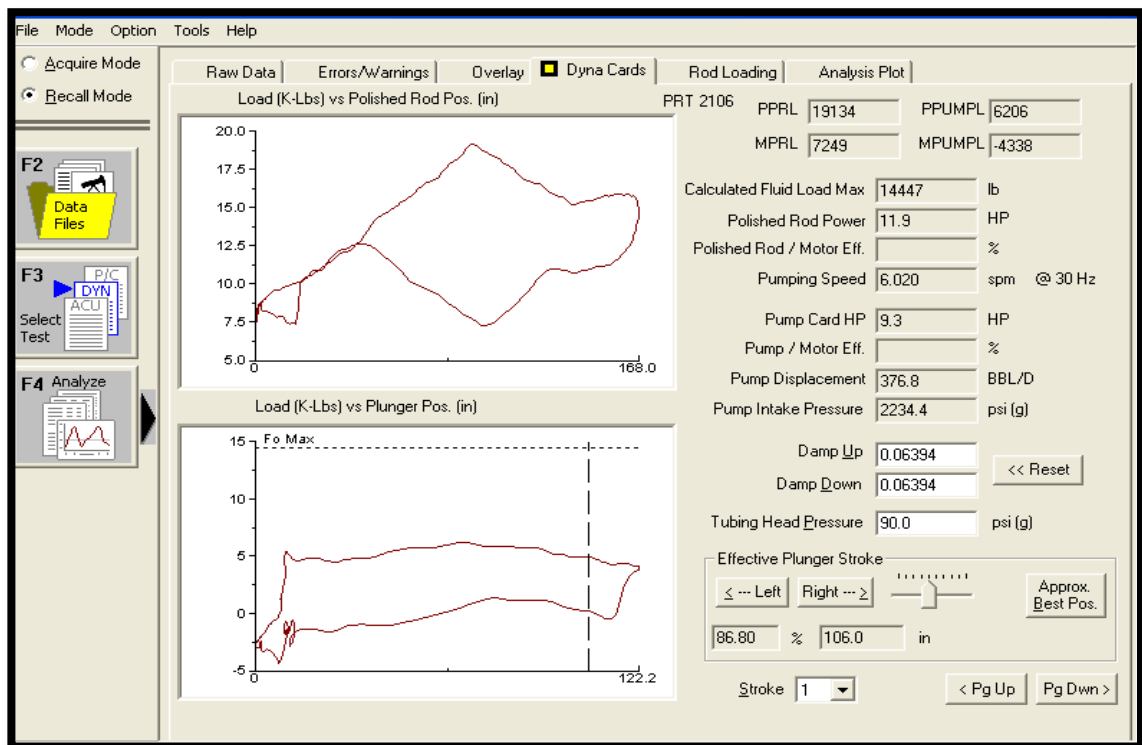
Fuente: Autor

La Figura [24] muestra el historial del pozo desde su perforación hasta la actualidad, en él se evidencian cada uno de los problemas por los cuales el pozo ha sido intervenido así como el comportamiento de la producción de crudo y los porcentajes de BSW registrados.

La ordenada izquierda representa la profundidad del pozo, la ordenada derecha la producción en barriles por día y el porcentaje de BSW (basic sediments and water), ambos referenciados o dependientes al eje horizontal que marca el tiempo de vida del pozo.

El pozo AC 116 lleva a la fecha (Octubre 2011) 1 año de producción durante el cual ha sido intervenido en 3 ocasiones, 2 de ellas relacionadas con problemas en la sarta de varillas y 1 de ellos relacionado con la bomba de subsuelo.

Fig. 25. Dinagrama de Falla Pozo AC 116



Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

El dinagrama tomado días antes de la falla en la sarta de varillas (7 de Julio de 2011), evidencia golpe de la bomba durante la carrera descendente del pistón. Las

varillas del sistema de bombeo están diseñadas para trabajar bajo tensión y es evidente que golpes repetitivos de esta clase conducirán a una falla por fatiga. Como se ha observado en el diagrama histórico del pozo dos secciones de varilla presentaron falla. Sin embargo este pozo ha demostrado buen trabajo e integridad de los componentes de la bomba pese al golpe de esta.

Una de las fallas que el pozo presentó fue a una profundidad de 1902' justo donde se inicia el aumento de ángulo (5.92°) y la desviación del pozo, de esta manera puede relacionarse este cambio de verticalidad como un causante posible del daño en la sarta de varillas.

4.3.3 Análisis

Como se observó en el Historial de Fallas del pozo las dos varillas partidas por cuerpo se presentaron a profundidades de 1912' y 3857' el 8 de Julio y el 8 de Agosto de 2011 respectivamente. Los intervalos de profundidad en los cuales se presenta desviación del pozo son:

1700'-3650'

5000'-7000'

Fig. 26. "Elementos Extraños" - Centralizadores



Fuente: Autor. Taller de Bombas SOM-GRM

Según el informe de campo, la sarta de varillas se encuentra centralizada casi en su totalidad sobre todo en aquellos intervalos donde el pozo presenta desviaciones. Se tienen registros de que las varillas que tuvieron rotura por cuerpo se encontraban centralizadas lo cual puede descartar la posibilidad de que éstas hayan fallado por rozamiento con la sarta de tubería, tampoco se tiene registro de problemas presentados con couplings ni con roturas de la tubería de producción. Al no tener indicios de fallas por rozamiento se puede decir que los centralizadores están cumpliendo su parte en cuanto a la reducción del desgaste y el aumento de la vida útil de las varillas y la tubería.

Sin embargo como se observa en la Figura [26] aunque los centralizadores son empleados para reducir la fricción de la sarta de varillas con la tubería, al parecer se está empleando un tipo de material que no es a fin con las condiciones físico químicas del pozo. Parte de los centralizadores están fallando y se están degradando provocando el taponamiento del pistón, como se ve, partes de los centralizadores cayeron y se alojaron en la recámara del pistón reduciendo la eficiencia de la bomba. Se sabe que los centralizadores usados son centralizadores de varilla inyectados tipo PPS (*Poli Sulfuro de Fenileno*) los más resistentes del mercado, aptos para elevados rangos de temperatura, condiciones químicas y abrasivas severas.

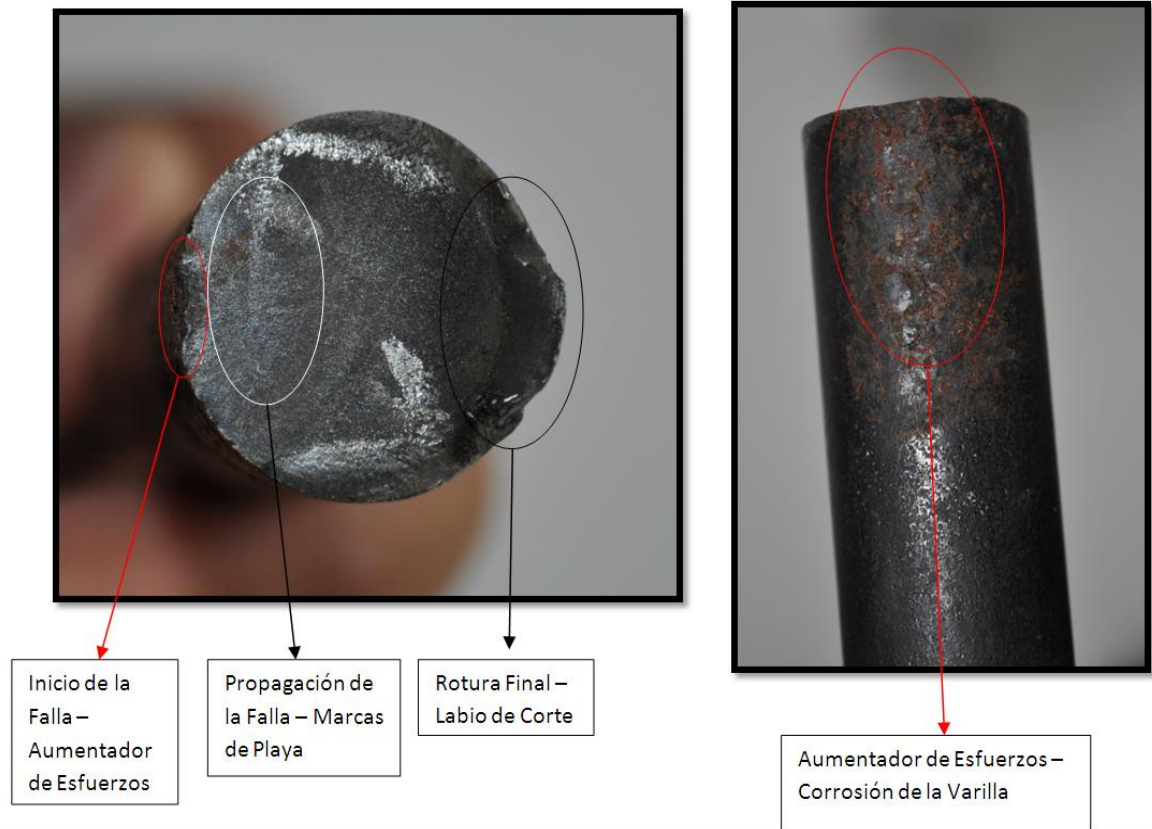
Con respecto a la sarta de varillas, según los dinagramas tomados se han observado periodos de hasta un mes de duración en los cuales la bomba ha estado trabajando con problemas de Interferencia por gas y Golpe de bomba.

Como ya es sabido, una varilla, coupling o cualquier otra pieza del sistema de bombeo reduce su vida útil en condiciones de trabajo donde se presente interferencia por gas, golpe de la bomba, golpe de fluido o cualquier problema de este tipo.

La Figura [27] muestra la falla ocurrida el 8 de Agosto de 2011, en ella se observa una falla típica del material por fatiga, así mismo la varilla presenta un punto de

inicio de la falla con pérdida de material producto de un ambiente corrosivo. Con base en esto podría decirse que el mecanismo de falla presentado en este pozo fue fatiga y corrosión.

Fig. 27. Falla por Fatiga en Varilla Pozo AC116

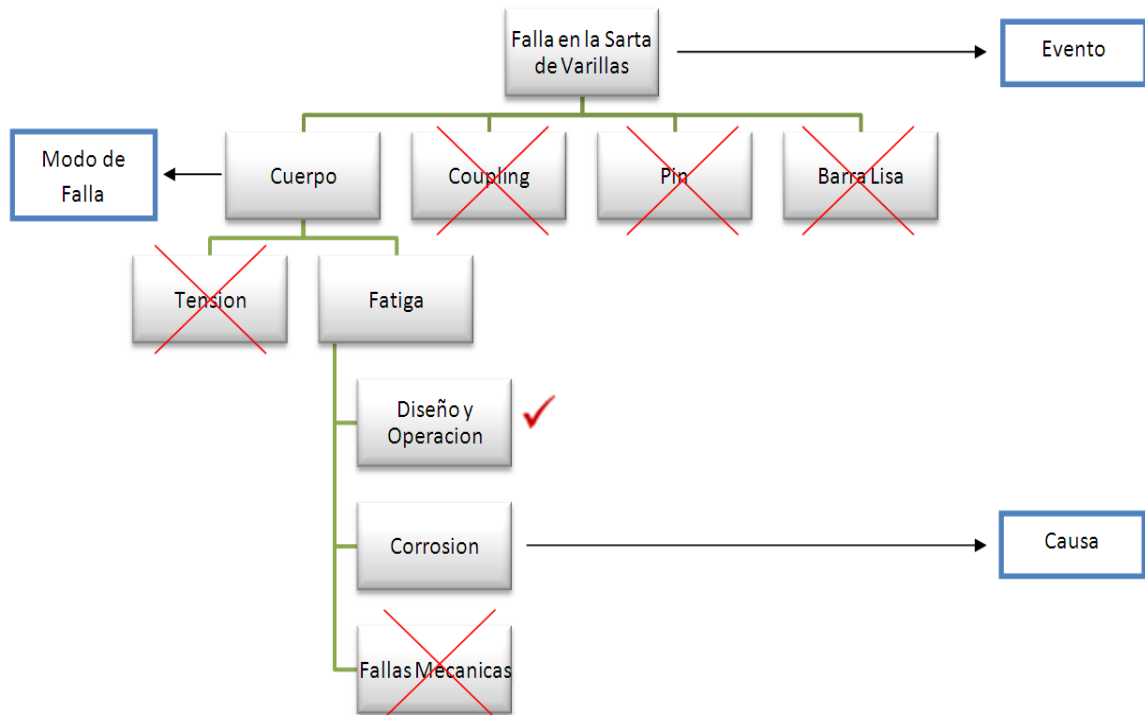


Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

Este pozo tiene una poca producción de agua lo que lo convierte en un pozo con un ambiente corrosivo no consolidado, sin embargo cabe destacar que durante el completamiento del pozo se realizó el fracturamiento del intervalo 8290'-8300' (1 año antes) y es común que en estos trabajos de estimulación se usen ácidos. Estos ácidos deberían llevar un inhibidor efectivo mezclado y realizársele un lavado al pozo el tiempo suficiente para retirar todo el ácido usado. Rara vez el agua de formación contiene ácidos orgánicos que se han formado en el fondo del hoyo, tales como el ácido acético, sulfúrico y clorhídrico. Otra posibilidad, ante

esta falla corrosiva, puede ser que el gas producido traiga consigo altos niveles de H₂S y que esta sea una de las razones por las cuales se presenta esta corrosión tan localizada.

Fig. 28. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varilla Pozo AC 116



Fuente: Autor

El esquema de pensamiento lógico muestra, de manera resumida, lo que se pudo determinar con base en el análisis de las fallas del pozo. Se determinó en primera instancia que el evento principal era el daño en la sarta de varillas y que el modo de falla principal era el cuerpo de la varilla fallada.

Al tener la muestra física de la sección del cuerpo de la varilla se concluyó que la falla se había generado por fatiga y no por tensión, y que la causa principal de este fallo había sido la incidencia de fluidos corrosivos que habrían generado el daño del material y la consecuente falla.

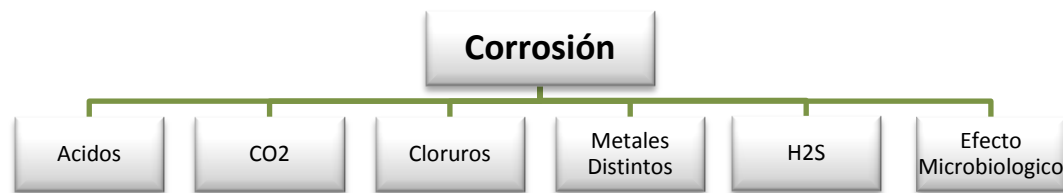
Se descartaron como causa posibles las fallas mecánicas al no observarse desgaste de la varilla ni golpes generados por el mal manejo de la sarta. El diseño y operación de la sarta se consideró como causa secundaria al potenciar la fatiga del material, principalmente por golpe de la bomba durante la carrera descendente.

Con base en lo expuesto anteriormente se puede concluir que: La corrosión de la varilla en conjunto con los esfuerzos de tensión y compresión generados por el golpe de la bomba causó la fatiga del material y la consecuente rotura de la varilla.

Es recomendable realizar un análisis químico de los fluidos producidos por el pozos para determinar el tipo de ácido que causó la corrosión de la varilla.

Este cuadro muestra los tipos de ácidos más comúnmente asociados a la corrosión en la sarta de varillas.

Fig. 29. Mecanismos de Corrosión¹⁰



Fuente: Autor.

Basados en la experiencia de los analistas de fallas y un análisis visual de la muestra fallada, se ha podido concluir que las marcas dejadas por la corrosión en la varilla pertenecen a una falla típica generada por la acción de cloruros en especial de ácido clorhídrico que se encuentra en los ácidos de los tratamientos a

¹⁰ NORRIS, A Dover Company. Análisis de las fallas de las varillas de Bombeo. *Un informe especial de Norris*. Tulsa EEUU 2000-2007 www.norrisrods.com.

los pozos. Éste tipo de ácido tiende a ser más agresivo en contacto con las varillas de acero al carbón, material del cual están hechas las varillas de este pozo.

Tabla 10. Desarrollo de la Solución Pozo AC 647

Modo de Falla	Causa
Bomba	<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de “Elementos Extraños” en específico trozos de separador
Sarta de Varillas	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión • Golpe de Bomba • Interferencia por Gas

Fuente: Autor.

4.3.4 Recomendaciones

- Hacer seguimiento a las varillas y a las condiciones en que llega la bomba para determinar si la degradación de los centralizadores corresponde a un caso aislado o a unas posibles fallas de diseño y operación de los mismos.
- Debido a que el pozo presenta una baja sumergencia y es afectado por la interferencia del gas en la bomba, con base en esto y según control de producción lo más recomendado es profundizar la bomba hasta los 8200’ de profundidad para mejorar el trabajo de la bomba y su eficiencia.
- Realizar un análisis de las condiciones químicas del pozo para determinar la posible incidencia de agentes químicos remanentes que se emplearon en actividades de estimulación. Con base en el resultado planear o no un lavado del pozo y limpiar estos agentes químicos corrosivos.
- Se debe tener en cuenta e infundir en los procedimientos, la cultura de limpieza y buen torqueado de las varillas y sus accesorios.
- La bomba presenta leve interferencia por gas que disminuye su capacidad y eficiencia. Se recomienda el rediseño del separador de fondo utilizado para eliminar este problema.

- En caso tal de que se confirme la presencia de un ácido producto del fracturamiento realizado al pozo, se deberá programar una intervención al pozo con el fin de realizar un lavado del mismo y retirar los restos de este ácido presente en la formación.
- En caso de que la formación se encuentre produciendo fluidos ácidos, se deberá evaluar el uso de inhibidores de corrosión para el tipo de ácido que se confirme en presencia.

4.4 POZO AC 323

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **AC 323** que pertenece a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) y del Activo Provincia del campo Tisquirama.

4.4.1 Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo

La perforación del pozo se inició el 20 de Febrero del año 2010, el revestimiento de producción es de 7" tiene zapato a 10554'. Su completamiento se llevó a cabo el 14 de Abril de 2010 cañoneando los siguientes intervalos con Casing Gun 4 1/2" Powerjet 4505, 46" penetración, a 5 TPP:

10330'-10340'

Con SDP 4-1/2" a 5TPP se cañonearon los siguientes intervalos el 30 de Abril de 2010:

10336-10346 (10')

10327-10332' (5')

Por último se cañonearon tres intervalos de la formación Lisama C con Casing Gun 4 1/2" Powerjet 4505, 46" penetración, a 5 TPP el 9 de Mayo del 2010:

9828'-9830'
9813'-9817'

9809'-9811'

Otras propiedades importantes se detallan en la siguiente tabla:

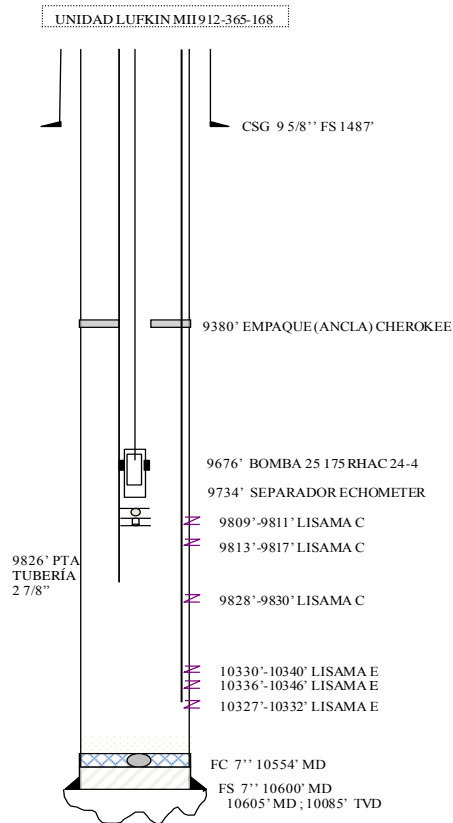
Tabla 11. Propiedades del Pozo AC 323

Permeabilidad	K (md)	30
Viscosidad	μ (cp)	10
API		24,2

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM.

Se dejó en producción con sistema de bombeo mecánico Unidad MII-912-365-168 y bomba de subsuelo 25-175-RHAC-24-4-0-0. Presenta el siguiente estado mecánico:

Fig. 30. Estado Mecánico del Pozo AC 323

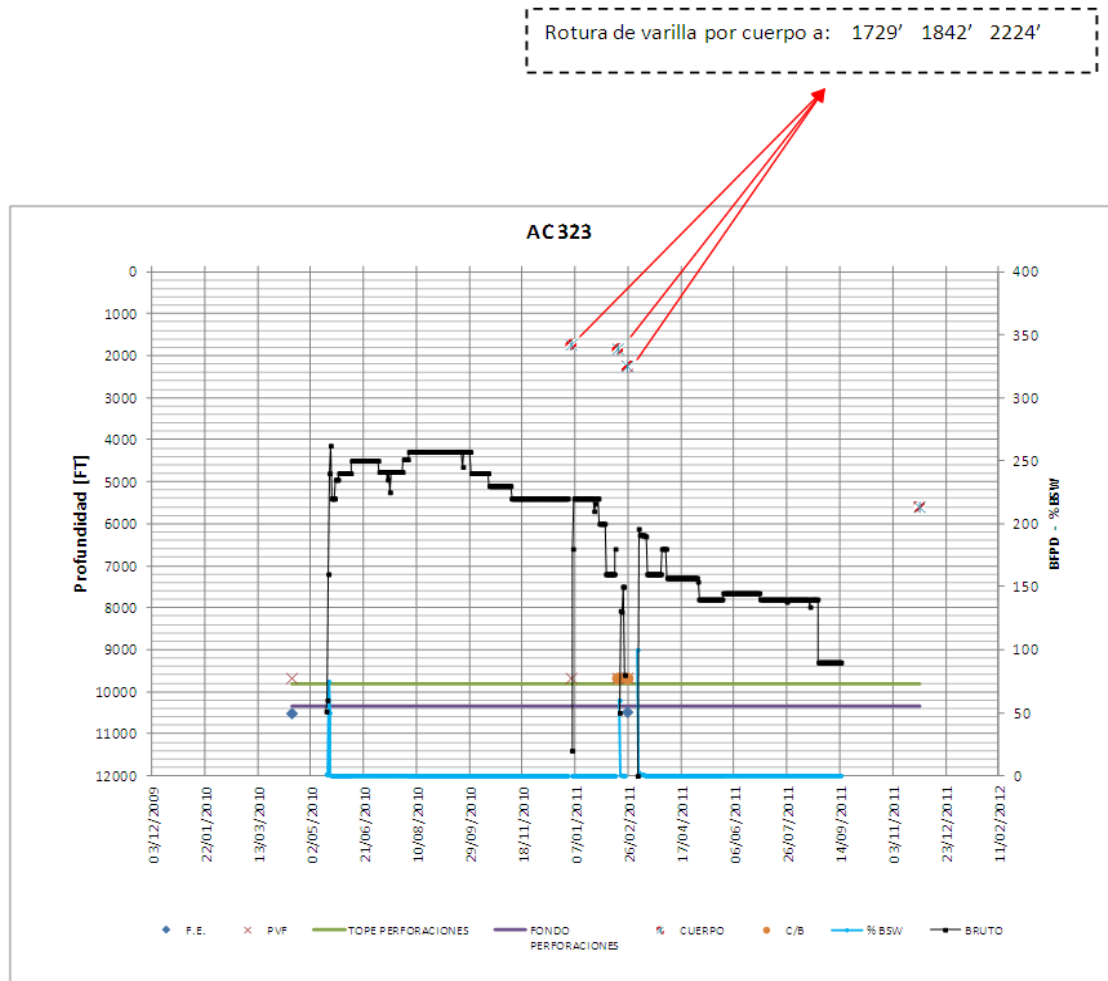


Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM.

El perfil del pozo es en 'S' lo que implica que en este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo (KOP) @ 1648', otra tangencial (EOB) y una de disminución de ángulo (SD) @ 7028'.

4.4.2 Identificación del Problema

Fig. 31. Historial de Fallas Pozo AC 323



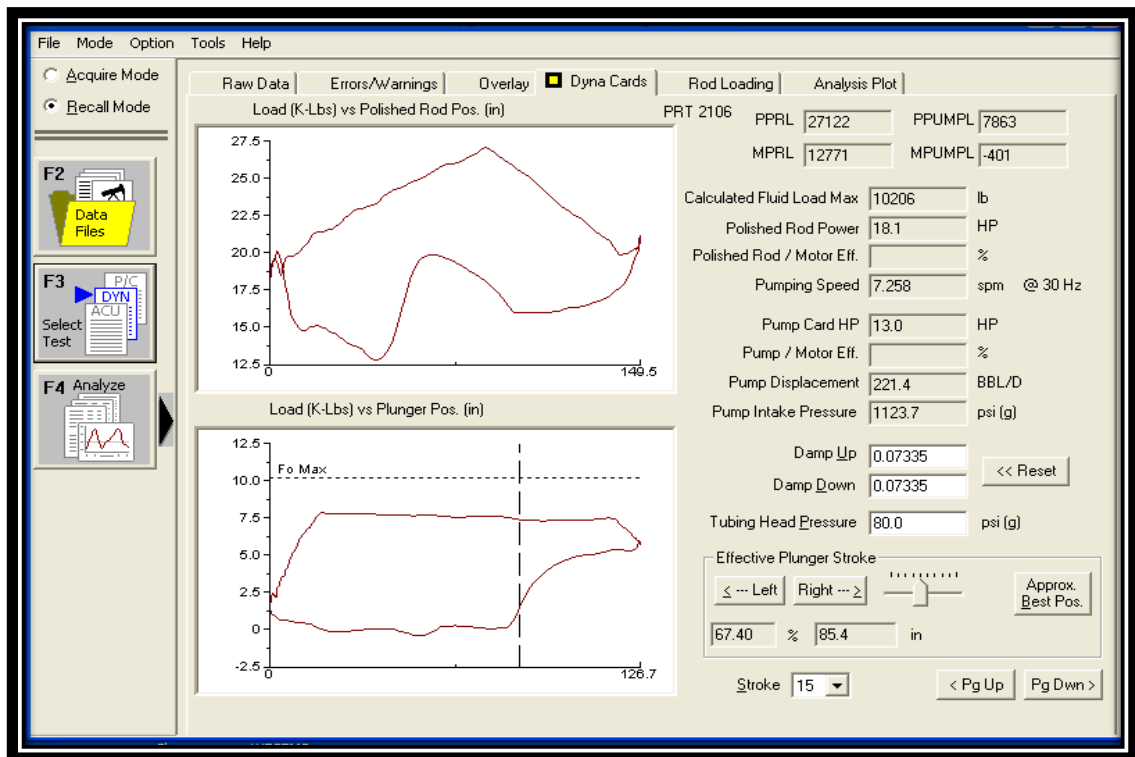
Fuente: Autor

La Figura [31] muestra el historial del pozo desde su perforación hasta la actualidad, en él se evidencian cada uno de los problemas por los cuales el pozo ha sido intervenido así como el comportamiento de la producción de crudo y los porcentajes de BSW registrados.

La ordenada izquierda representa la profundidad del pozo, la ordenada derecha la producción en barriles por día y el porcentaje de BSW (basic sediments and water), ambos referenciados o dependientes al eje horizontal que marca el tiempo de vida del pozo.

Con base en el perfil del pozo y su geometría, las tres fallas que se presentan en la sarta de varillas se ubican entre 1648' (KOP) y 2999' (EOB) es decir donde se produce la primera desviación del pozo. Un indicio de la rotura de las varillas en estos puntos puede estar relacionado con la deformación que experimentan las varillas en estos lugares del pozo y con el roce con la sarta de tubería.

Fig. 32. Dinagrama de Falla Pozo AC 323



Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

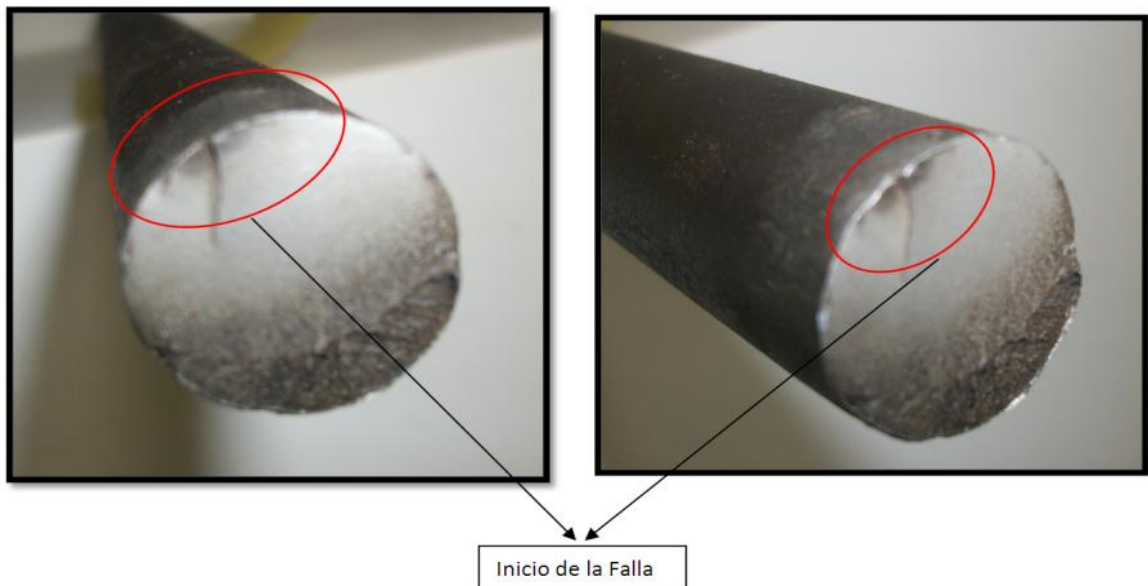
El dinagrama tomado el 10 de febrero de 2011, 6 días antes de la segunda falla en la sarta de varillas, muestra que la interferencia de gas en la bomba es considerable, también se puede ver que la válvula viajera experimenta

escurrimiento lo que reduce la capacidad de bombeo y con ello la producción de crudo. Sin embargo este fenómeno no conlleva a la rotura de la sarta de varillas, sino que se relaciona más estrechamente con la reducción en el potencial del pozo.

4.4.3 Análisis

La Figura [33] muestra la probeta tomada el 25 de Febrero de 2011 de la sarta de varillas, en ella se observa una clara falla por fatiga, nótese una pequeña marca sinuosa en la superficie de la fractura, ésta característica es particular de las varillas que han sido sometidas a flexiones o deformaciones de su cuerpo. Por regla general entre mas helicoidal sea la superficie de la fractura mayor deformación habrá sufrido la varilla.

Fig. 33. Varilla Partida Pozo AC 323



Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

Puede también observarse daño mecánico en la superficie externa de la varilla, posiblemente ocasionado por un mal manejo durante el transporte y manipulación; contacto metal-metal, golpes o flexión de la varilla por encima de su tolerancia de rectitud son algunos de los procedimientos de mal manejo que generaron este aumentador de esfuerzos. En todo caso una varilla de bombeo doblada queda

permanentemente dañada y no se debería usar ya que eventualmente todas las varillas de bombeo dobladas fallaran.

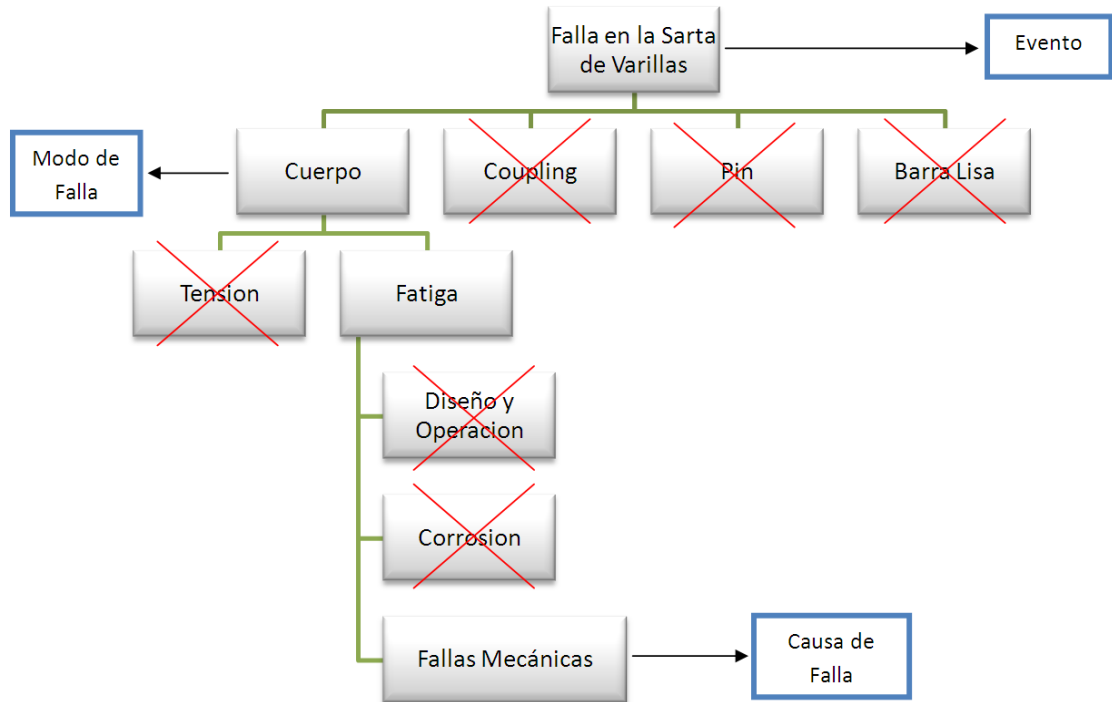
Con base en la caracterización de los pozos y la toma de la muestra fallada, se llegó a determinar que el evento de falla implicó el daño en la sarta de varillas y que el modo de falla era el cuerpo de una varilla de 7/8" Grado UHS.

En la muestra tomada en de la varilla, no se observó deformación plástica del cuerpo de la varilla, es decir no se evidencio reducción en su área transversal característica propia de las fallas por tensión, por tal motivo se descarta este tipo de falla. Así mismo no se observo perdida del material que compone la sarta de varillas, muestra clara de un ambiente corrosivo; esta causa también se descartó.

El comportamiento del sistema de levantamiento, entendido este como diseño y operación, aunque presenta ciertas fallas observadas en los dinagramas tomados los días anteriores a la consecución de las fallas no concuerdan con el tipo de daño que pudieron generar y que sufrido la varilla. También se descarta la desviación del pozo como causa del daño al no observarse desgaste en la superficie de la varilla.

Con base en el análisis hecho a la probeta tomada del evento, se concluyó que una falla de tipo mecánico ocasionó la rotura de la varilla. El hecho de que se observe una superficie abollada y con muestras de flexión conduce a determinar la causa raíz del fallo a una mala manipulación de la sarta de varillas.

Fig. 34. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varilla Pozo AC 323



Fuente: Autor

Tabla 12. Desarrollo de la Solución Pozo AC 323

Modo de Falla	Causa	Conclusión
Varilla Partida por Cuerpo	<ul style="list-style-type: none"> Fallas Mecánicas 	Mal manejo por parte del personal ocasiono sobreflexion y la falla prematura del material.

Fuente: Autor

4.4.4 Recomendaciones

- Reconsiderar los strokes por minuto con los cuales está operando la unidad ya que es evidente que el pozo está funcionando con nivel agotado. Reducir los strokes y aumentar el recorrido de la unidad o cambiarla por una mayor podría solucionar el problema de golpe de fluido y reducir los costos por daño de la bomba.

- Se debe tener en cuenta e infundir en los procedimientos la cultura de limpieza y buen manejo de las varillas y sus accesorios.

4.5 POZO BC 870

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **BC 870** que pertenece a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) y del Activo Provincia del campo San Roque.

4.5.1 Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo

La perforación del pozo se inició en Febrero del año 2008, el revestimiento de producción es de 7" tiene zapato a 9180'. Es un pozo vertical cuyo completamiento se llevó a cabo el 29 de Febrero de 2008 cañoneando los siguientes intervalos con CasingGun 4 1/2" Powerjet 4505, 46" penetración, a 5 TPP:

8345'-8365' Lisama B

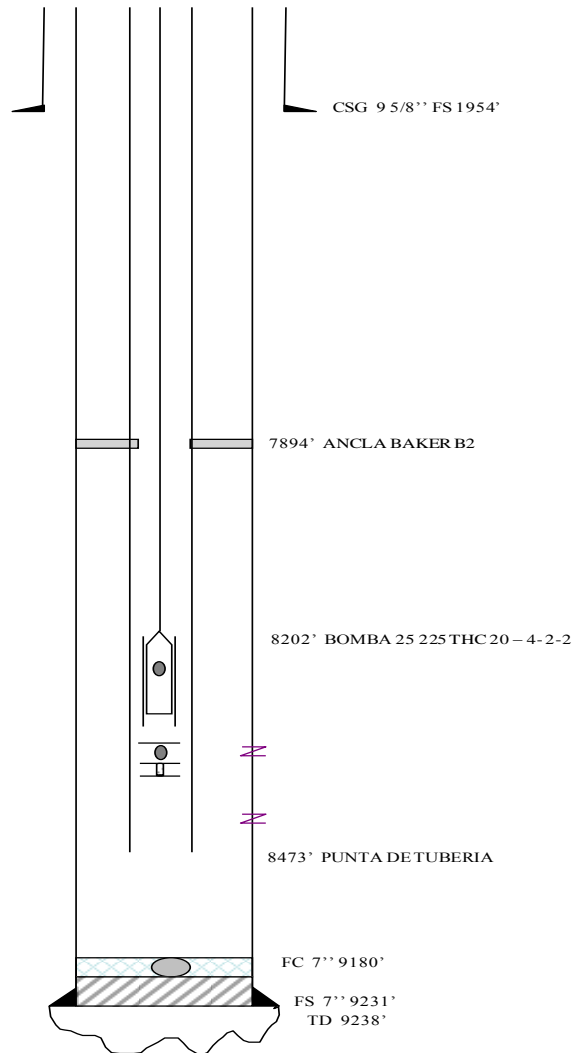
8445'-8465' Lisama B

Se dejó en producción con sistema de bombeo mecánico MII-1280D-427-216 y bomba de subsuelo 25 -150 RHBC 24 -6-1-1 con recorrido de 216". Sin embargo debido al potencial de producción que presentó el pozo, se decidió cambiar la bomba a una de mayor capacidad tipo Tubing.

Este pozo representa el 43% de la producción total del campo San Roque. El caudal de crudo esta alrededor de los 450 bbl/d de una gravedad API de 23 ° de ahí su gran importancia.

Actualmente tiene sistema de Bombeo Mecánico 25-225-THC-20-4-2-2 con una unidad de superficie Mark II, MII-1280D-427-216 y un recorrido de 216", presenta el siguiente estado mecánico:

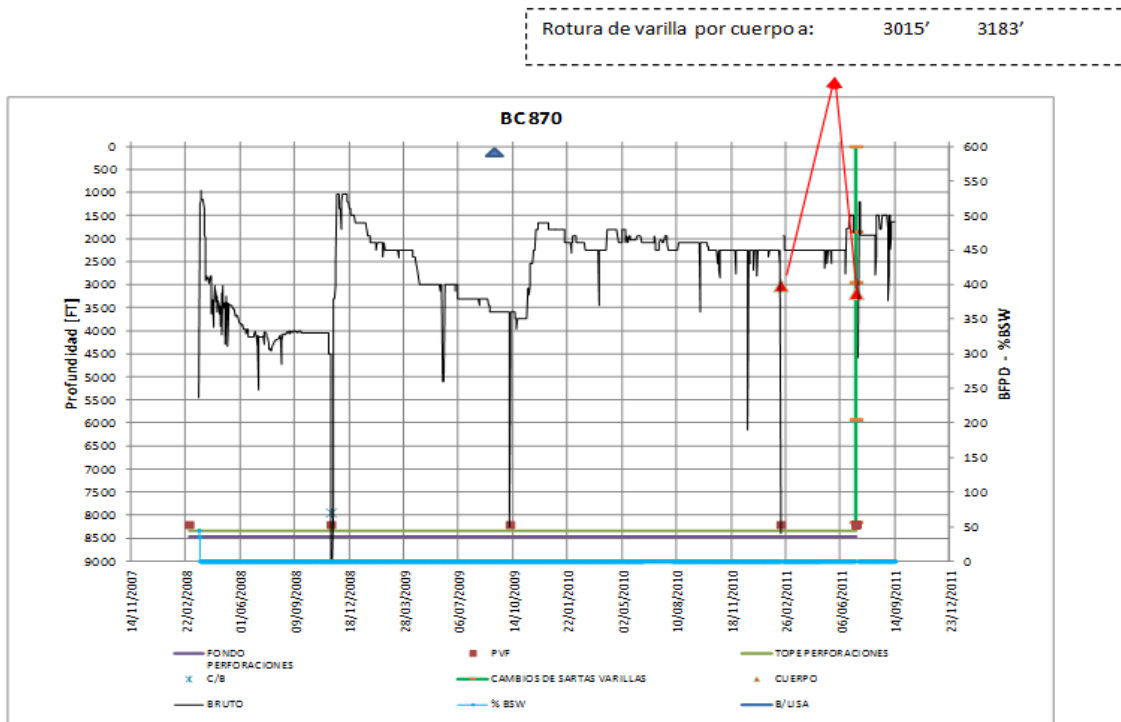
Fig. 35. Estado Mecánico Pozo BC 870



Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM.

Desde que se completó el pozo ha tenido 4 intervenciones del equipo de varilleo relacionadas con cambio de bomba, varilla partida, barra lisa partida y un cambio en la sarta de varillas por cumplir ciclo.

Fig. 36. Historial de Fallas Pozo BC 870



Fuente: Autor

El pozo comenzó con una producción de 530 bbl/d el 17 de Marzo de 2008 inicialmente en flujo natural hoy en día opera con bombeo mecánico sin embargo ese potencial ha venido decayendo hasta llegar a 470 bbl/d para el mes de septiembre del 2011. Cabe destacar que con cada intervención (cambio de bomba, cambio de barra lisa y cambio de sarta de varillas) ha sobrevenido un aumento considerable en la producción del pozo.

4.5.2 Análisis

El primer evento o intervención que se le hizo al pozo correspondió a un cambio y rediseño de la bomba de subsuelo. Al observar los dinagramas y registros sonolog tomados algunos días antes de la intervención, se pudo evidenciar que el pozo se encontraba trabajando con buen nivel y con una sumergencia bastante alta de 6791', también se observó la baja eficiencia de la bomba la cual se encontraba

trabajando con un diseño no apto para el potencial del pozo, la bomba tenía el siguiente diseño:

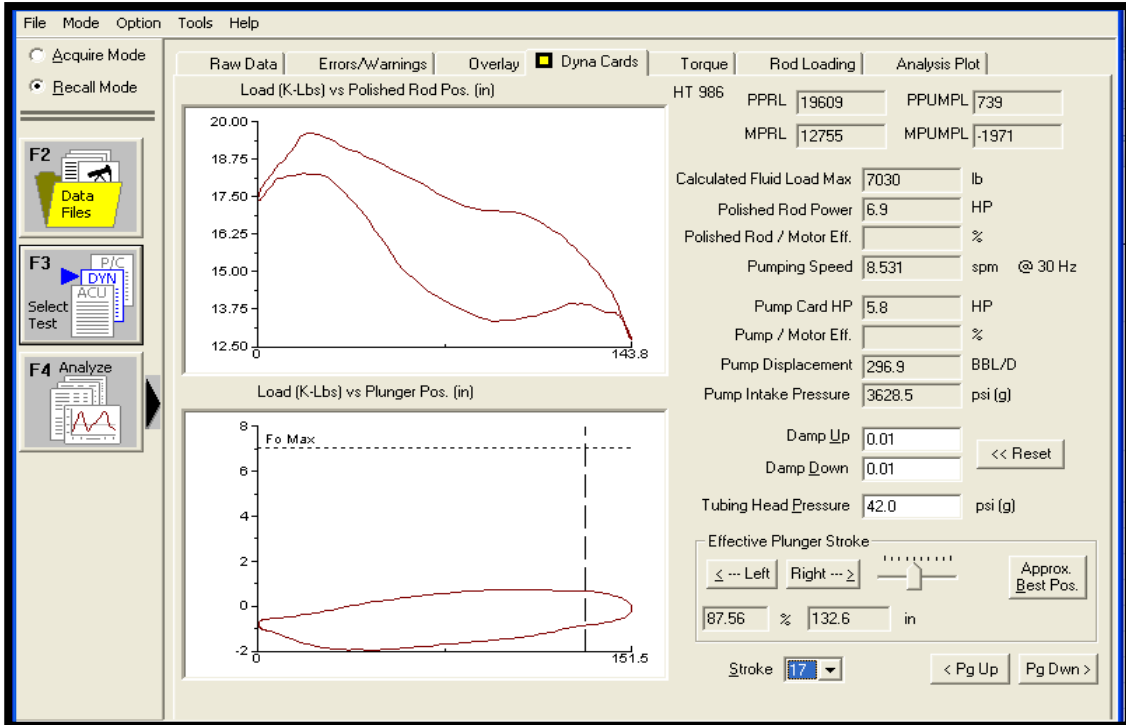
25 -150 RHBC 24 -6-1-1

Algunas de de las razones por las cuales el pozo no se encontraba dando su máximo potencial eran:

- Los aportes del pozo eran mayores que la capacidad de bombeo
- La PIP (Pressure Intake Pump) era demasiado alta con 2600 psi debida a la presión hidrostática del fluido por encima de la bomba.
- Las válvulas de la bomba no sellaban correctamente.

Estas razones llevaron a concluir que el arreglo de producción no estaba realizando su trabajo a cabalidad. Fue necesaria la intervención del pozo y el rediseño de la bomba por una de mayor capacidad tipo THC, con un diámetro de barril que paso de 1-1/2" a uno de 2-1/4" y con una longitud de pistón que paso de 6' a una longitud de 4' logrando un aumento de la capacidad en más del 60%, así se paso de una producción de 300 bbl a 500 bbl.

Fig. 37. Dinagrama de Falla Pozo BC 870



Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

Luego de este cambio en el diseño de producción se presentaron 3 fallas relacionadas con la sarta de varillas todas ellas ocasionadas por rotura en la sección del cuerpo. Con base en los registros fotográficos tomados de las muestras recuperadas, se puede concluir que corresponden a fallas por fatiga.

Las cargas sobre la sarta de varillas permanecieron dentro de los rangos aceptables para que su funcionamiento no se vea alterado. Según las tablas del proveedor de las varillas (*Tenaris*) las varillas de 7/8" Grado E diseñadas para su utilización con muy altas cargas y pozos no corrosivos tienen una capacidad de tiro máxima es de 65 660 lbs y una capacidad de tiro recomendada API de 55 293 lbs que sobrepasan por mucho la máxima carga de la sarta de 32 000 lbs aun llevando un tiempo de uso, además el tipo de falla generado no muestra indicios de sobretensión en la sarta.

Fig. 38. Varilla Partida Pozo BC 870 Vista Frontal



En la Figura se observa el inicio de la grieta, la propagación gradual de la misma y la rotura final o desgarre del material.

Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

Fig. 39. Varilla Partida Pozo BC 870 Vista Lateral



No se observa deformación plástica tipo cuello de botella. Tampoco se observa incidencia de agentes corrosivos.

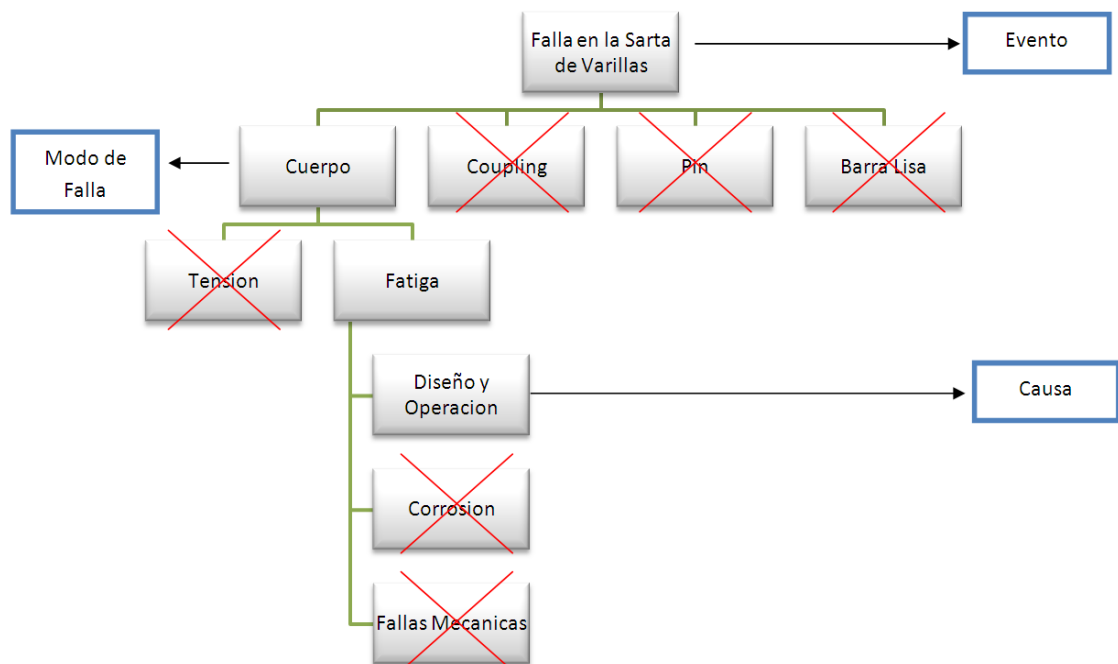
Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

En general no se observó pérdida de material a causa de los efectos corrosivos, por lo tanto la corrosión como causa de falla queda totalmente descartada.

En las muestras se observó un ligero golpe en la superficie exterior de la varilla, pero que a juzgar por su forma y por la presencia de otras marcas de este tipo en los alrededores, pudo tratarse de marcas propias de las operaciones de pesca.

Por ello se puede eliminar como causa del daño de la varilla las fallas mecánicas que contemplan la sobreflexión de la sarta de varillas, las abolladuras producidas por el mal manejo, el sobretorqueo o cualquier otro daño en la superficie de la varilla.

Fig. 40. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varilla Pozo BC 870



Fuente: Autor

Se sabe que desde el completamiento del pozo en Febrero del año 2008 hasta la fecha de la falla a mediados del 2011, no se habían hecho cambios generales de sarta de varillas, se hicieron algunos cambios de varillas de 3/4" por varillas de 7/8" pero no se hizo un cambio general de la sarta, por ello la tolerancia a la tensión y a los daños superficiales se vieron comprometidas.

Por otro lado, un factor importante y que puede influir enormemente en la falla de las varillas es la desviación del pozo sin embargo no se tiene un registro de

desviación ni el control direccional que se le hizo al pozo. Ambas fallas se presentaron a profundidades que están entre los 3000' y los 3200' lo que puede indicar que este sector el pozo posee alguna desviación. Por lo tanto esta posibilidad no debe ser descartada.

Según el promedio mundial el cambio de varillas debe hacerse a los 10 000 000 de ciclos, pero las características de los pozos y la experiencia han demostrado que 8 000 000 de ciclos es lo recomendado para cambiar la sarta de varillas en campo Provincia. En el caso de San Roque 3 para las fechas a las cuales se generaron las fallas de la sarta, ya se había cumplido el ciclo normal de trabajo de las varillas y es probable que la desviación, el desgaste y la fatiga combinados hayan ocasionado la rotura de las varillas.

Tabla 13. Desarrollo de la Solución Pozo BC 870

Modo de Falla	Causa	Conclusión
Varilla Partida por Cuerpo	<ul style="list-style-type: none"> Diseño y Operación 	No se tuvo en cuenta el ciclo de vida operacional de la sarta de varillas.

Fuente: Autor

4.5.3 Recomendaciones

- Tener muy en cuenta los ciclos de vida operativa de la sarta de varillas y el diseño en general.
- En el dinagrama se observa que la caja reductora se encuentra trabajando indebidamente, posiblemente por daño en alguno de los dientes que posee. Se recomienda revisarla para que trabaje en condiciones óptimas.
- Determinar claramente el survey del pozo con el fin de conocer los puntos más sensibles en los que el diseño de producción puede verse afectado.
- Aplicar procedimientos de manejo, cuidado y almacenamiento de las varillas, según fabricante y la norma API RP 11B.
 - ✓ Usar protectores en la rosca de las varillas

- ✓ Utilizar grasa de almacenamiento para prevenir la corrosión durante el almacenamiento
- ✓ Almacenar las varillas bajo techo.
- ✓ Verificar procedimiento para corrida de varillas
- ✓ Realizar cambio de varillas que presenten desgaste severo

4.6 POZO BC 199

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **BC 199** que pertenece a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) y del Activo Provincia del campo San Roque.

4.6.1 Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo

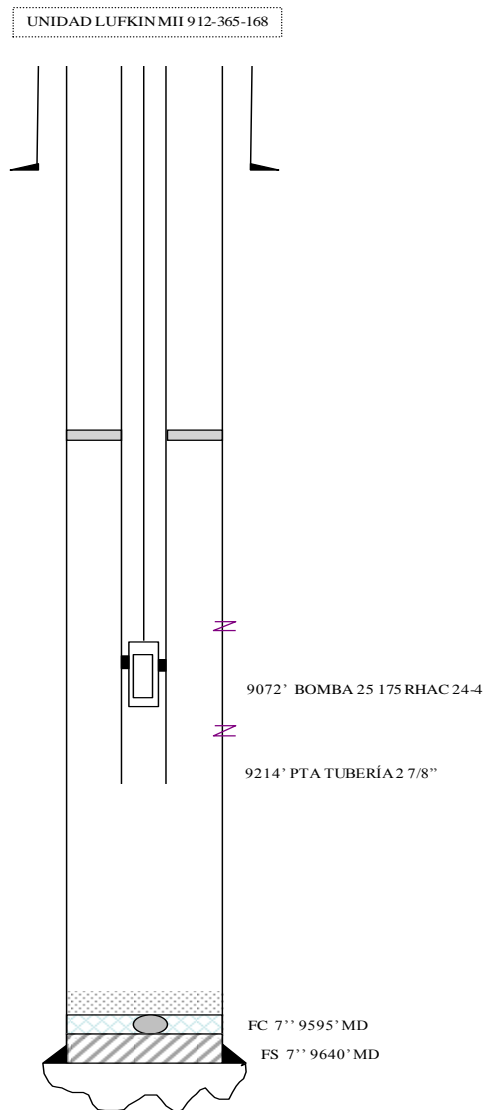
La perforación del pozo se inició el 31 de Agosto del año 2010 con broca de 12-1/4", revestimiento de superficie 9-5/8" @ 1492', BHA # 2 con broca de 8-1/2" y el revestimiento de producción es de 7" tiene zapato a 9640'. Su completamiento se llevó a cabo el 22 de Septiembre de 2010 cañoneando los siguientes intervalos con cañones CasingGun de 3-3/8" a 6TPP:

Lisama B **8986-8996**

Lisama C **9180-9190**

La Figura [41] evidencia el estado mecánico actual en que se encuentra el pozo, ha tenido el mismo diseño de producción desde el completamiento. Es un pozo vertical con 9640' de profundidad.

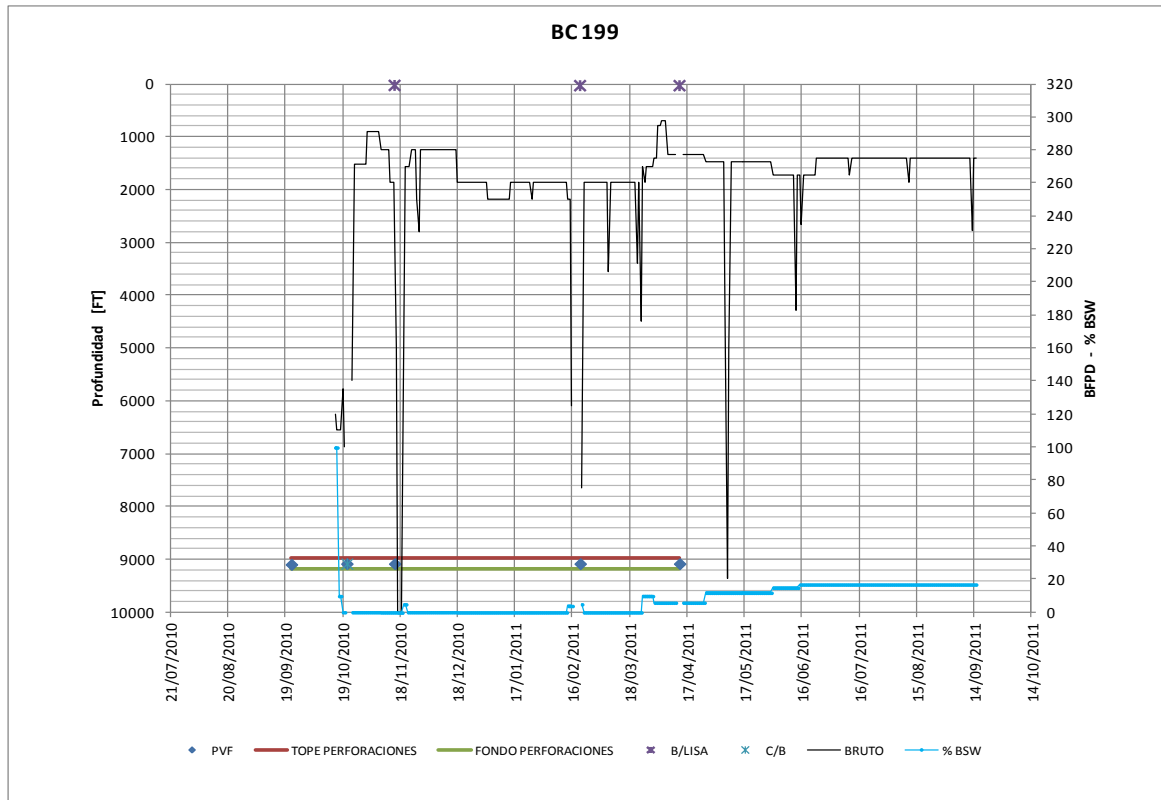
Fig.41. Estado Mecánico Pozo BC 199



Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM.

La Figura [42] muestra 3 intervenciones del equipo de WellServices todas ellas relacionadas con la integridad de la barra lisa, la cual ha presentado rotura por cuerpo. El pozo entró en Producción el 15 de Octubre de 2010, ha tenido 4 paradas de producción debidas a los 3 eventos de rotura de barra lisa y a un rediseño del sistema de bombeo. La producción del pozo se ha mantenido desde el completamiento, con un caudal promedio de 280 bbl/d.

Fig.42. Historial de Fallas Pozo BC 199



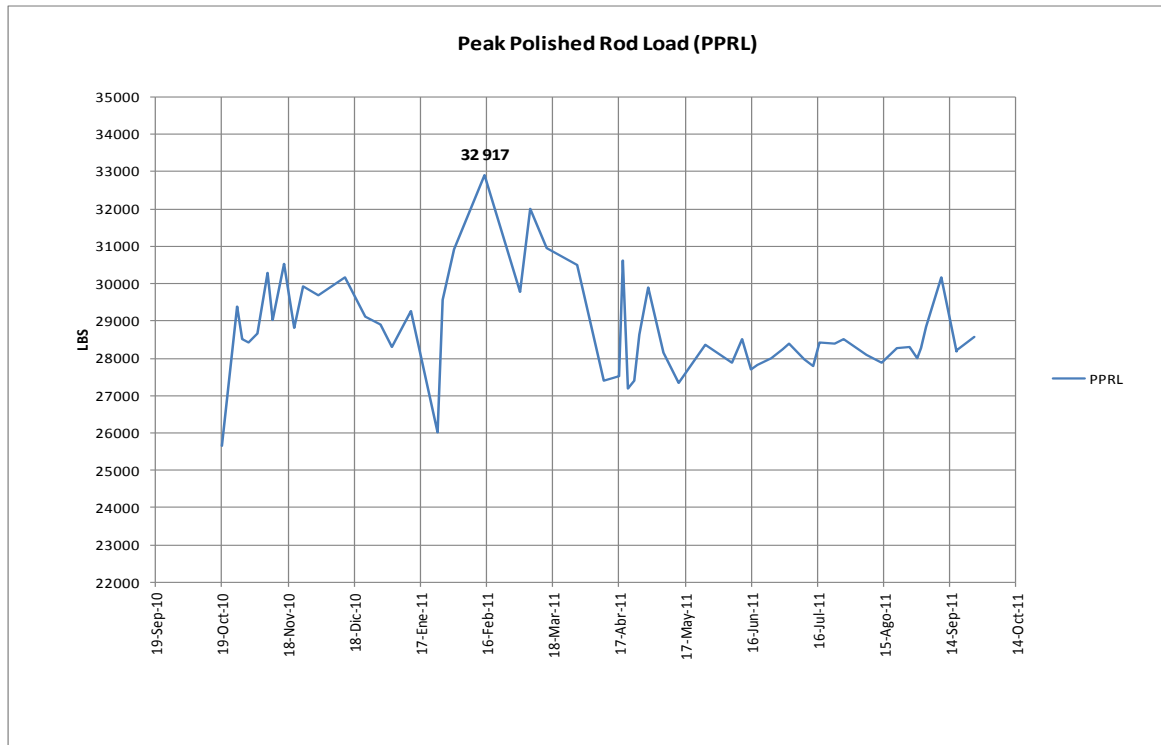
Fuente: Autor

El rediseño del sistema de bombeo no se relaciona con una falla debida al daño en los materiales, equipos de superficie, ni ningún otro componente, sino que está relacionada con el rediseño y centralización de algunas de las varillas.

El análisis de la causa raíz se basará en la identificación del mecanismo que produce la rotura de la barra lisa. Es sumamente importante destacar que la rotura de la barra lisa siempre ocurre debajo de la grapa de ajuste.

Lo primero que se verificó fue la correcta operación de la barra lisa, esto es, que esté operando con los niveles de carga máxima (PeakPolishedRodLoad) recomendados para su adecuado funcionamiento.

Fig.43. Máxima Carga sobre la barra lisa¹¹ Pozo BC 199



Fuente: Autor. Modificado Departamento de Producción SOM.

Según la Figura [43] basado en los registros dinagráficos tomados con herramientas Echometer, se observó que el promedio de carga máxima sobre la barra lisa esta por los 28 775lbs de carga. Así mismo se pudo ver que el pico máximo de carga es de 32 917lbs considerado como carga tolerable por la barra lisa instalada en el sistema de bombeo.

Con base en lo anterior se puede decir que la operación de la barra lisa esta dentro de los parámetros normales, puede ser eliminado el mecanismo de falla por sobrecarga como la causa probable de rotura de la barra lisa.

Durante la vida productiva del pozo, este ha conservado una buena sumergencia y se identifica que para los dos últimos meses el pozo tiene una condición de

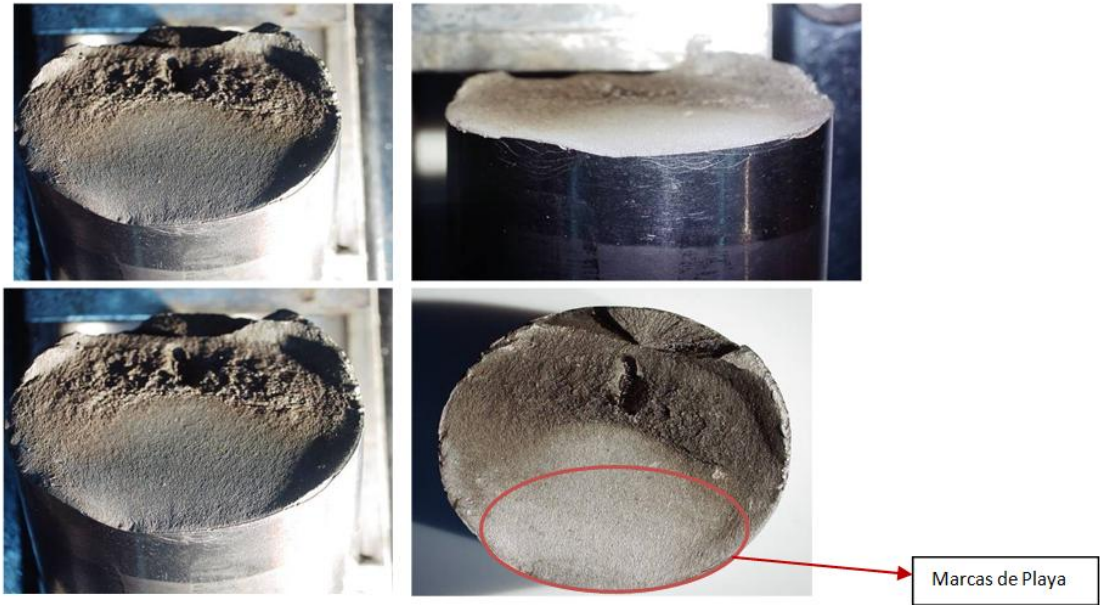
¹¹ SALAZAR Barrero Helmut, INFORME DE ANALISIS CAUSA RAIZ, ECOPELROL 2010.

presión en el anular cercana al cero indicado que el pozo ha venido siendo descargado para mejorar su condición de carga y sumergencia.

4.6.2 Evidencias

Algunos de las fotos tomadas en los eventos registrados se muestran a continuación:

Fig.44. Rotura Barra Lisa Pozo BC 199



Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

Fig.45. Carrier Bar y Grapa. Falla en Barra Lisa Pozo BC 199



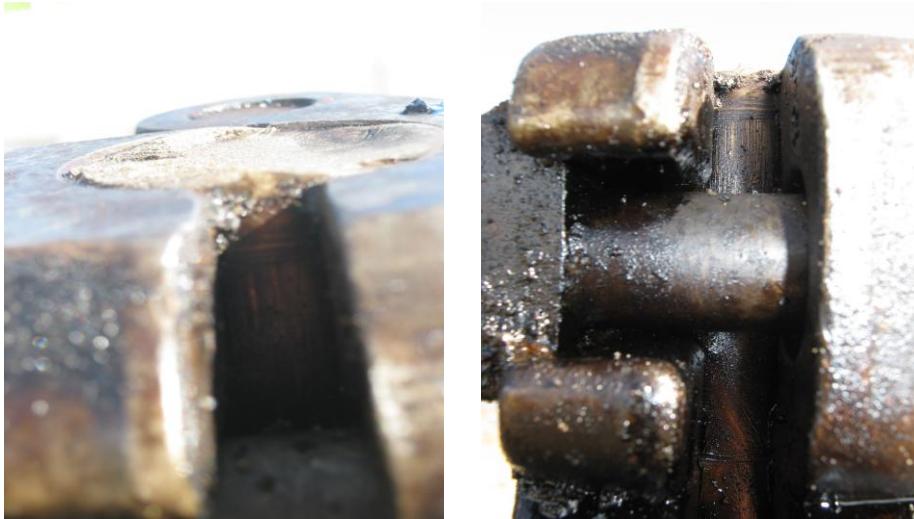
Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

Fig.46. Grapa vista frontal



Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

Fig.47. Grapa vista lateral



Fuente: Autor. Departamento de Producción. SOM-GRM

4.6.3 Análisis

Como se observa en las fotos tomadas, la rotura de la barra se genera siempre por debajo de la grapa que sostiene la sarta total de varillas.

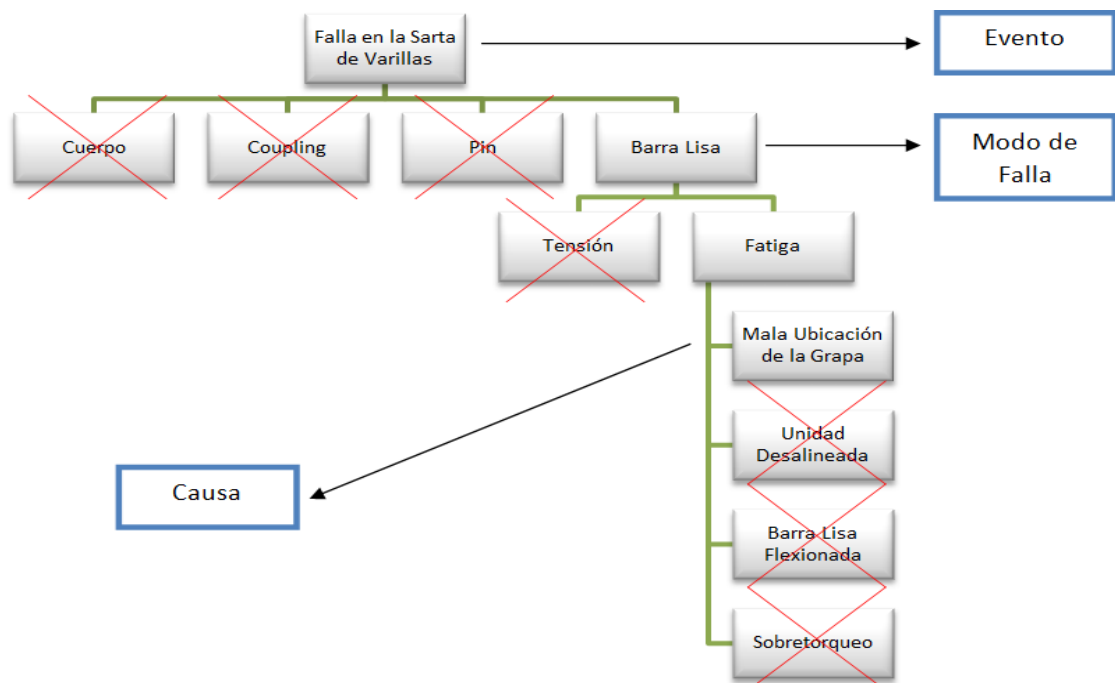
Observando la ilustración 1 de la falla ocurrida el 16 de febrero de 2011, existe daño en la capa de spray metal que recubre la barra. Las capas de spray metal son recubrimientos que se le aplican a este tipo de varillas con el fin de reducir al máximo su coeficiente de fricción y así mismo hacerlas más resistentes a los efectos causados por la corrosión, pero que reducen la resistencia del material.

Un hecho importante que rectifica el buen funcionamiento y la exclusión del sobretensionamiento de la barra, es el hecho de que no se observa deformación ni apariencia de estrechamiento alrededor de la circunferencia de la varilla, es decir la carga aplicada nunca excedió la resistencia a la tensión por lo que el mecanismo de falla por tensión queda efectivamente excluido. No siendo así, basados en las probetas tomadas de ambos eventos, sí es evidente la presencia de “marcas de playa” que se originan por un aumentador de esfuerzos (grietas

visibles o microscópicas) y que se propagan perpendicularmente al cuerpo de la varilla reduciendo su área transversal y conllevando a la falla final o rotura.

Según el análisis realizado por el ICP las especificaciones API de la barra lisa son correctas, se comprobó que la unidad de superficie se encontraba bien alineada y que la grapa utilizada era la adecuada.

Fig.48. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Varilla Pozo BC 199



Fuente: Autor

4.6.4 Conclusión

Es probable que se haya generado un inadecuado torqueo de los tornillos que aprietan la grapa y que sostienen la sarta de varillas. Comúnmente para facilitar el espaciado de los pozos no se tiene control del torqueo inducido a los tornillos de la grapa ni se tiene en cuenta que la zona ideal para hacerlo, esta zona es donde no está recubierta la barra por la capa de spray metal.

Las fallas en la barra lisa del pozo BC 199 obedecen a un mal manejo de las herramientas y de los procesos de manipulación y no por mal diseño, materiales inadecuados, corrosión o cualquier otro tipo de mecanismo.

Tabla 14. Desarrollo de la Solución Pozo BC 199

Modo de Falla	Causa	Conclusiones
Barra lisa rota por cuerpo	<ul style="list-style-type: none"> Mala manipulación Sobrediseño 	Inadecuada instalación de la grapa generó falla inesperada de la barra lisa.

Fuente: Autor

4.6.5 Recomendaciones

- Se debe tener en cuenta la ubicación de la grapa a la hora de instalarla, siempre en la sección libre de recubrimiento spray-metal, controlar el nivel de torque que se le realizan a los pernos que aprietan la grapa.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Es necesario realizar una consideración económica de las inversiones que serían requeridas, ya sea para encontrar efectivamente la causa raíz de una falla o para atenuar la incidencia de estas fallas en el comportamiento de los pozos.

Para evaluar financiera y económicamente las inversiones a aplicar, se utilizarán ciertos índices que describirán el flujo de caja realizado, estos índices son Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Tasa Interna de Oportunidad, Tiempo de Repago.

Para el departamento de Producción, las intervenciones (WellServices) tienen un periodo de evaluación de 1 año, ya que las inversiones de este tipo no superan el millón de dólares el VPN y la TIR generalmente resultan favorables, en pocas palabras casi cualquier proyecto de este tipo es atractivo para la empresa.

Por estas razones es necesaria la aplicación del concepto de eficiencia. La eficiencia relaciona la inversión realizada y el ahorro que se obtendría con la aplicación proyecto, de esta manera si la $EFI > 50\%$ el proyecto es atractivo (*).

Además de evaluar los costos de las acciones a realizar también se evaluaron las pérdidas y el efecto económico que ha tenido la incidencia anómala de fallas en ciertos pozos. Es decir el impacto por diferida de los pozos y el costo general de las intervenciones de los equipos de WellServices.

5.1 COSTOS POR FALLAS

Para realizar el análisis financiero de los costos relacionado con las fallas ocurridas en los campos San Roque y Tisquirama, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- El precio del barril de crudo estimado para el año 2012 en US\$ 36.87 para el campo Tisquirama y de US\$ 38.51 para el campo San Roque. Por lo tanto el margen de crudo está determinado por:

$$\text{Margen en USD} = \text{Precio de Crudo en USD} * \text{Bls Netos Incorporados}$$

- Costos de levantamiento, transporte entre otros, previos al despacho del crudo a refinería de US\$ 2.67 para el campo Tisquirama y de US\$ 2.47 para el campo San Roque.
- Costo por día del equipo de WellServices de US\$ 8170.08.
- Costo promedio de los accesorios y herramientas usados en cada intervención US\$ 9000.
- Se tuvo en cuenta la producción neta promedio de cada pozo para los días en los cuales se presentaron las fallas.

Tabla 15. Costos Fallas Pozos con alto IFF

Pozo	Fecha Evento	Diferida (días)	Días de Equipo	Potencial BPD	Diferida Cumulativa (bbls)	US\$ Diferida	US\$ Equipo	Total
AC 647	24/09/2008	3	3	835,2	835	30794	33510	64304
	08/11/2008	8	6	2528	2528	93207	58020	151228
	25/11/2008	7	7	1778	1778	65555	66191	131745
	01/02/2009	2	3	548	548	20205	33510	53715
	30/03/2009	3	3	810	810	29865	33510	63375
	02/05/2009	3	3	753	753	27763	33510	61273
	01/07/2009	4	4	996	996	36723	41680	78403
	24/08/2009	4	4	876	876	32298	41680	73978
	07/09/2009	9	6	1980	1980	73003	58020	131023
	06/06/2010	4	4	800	800	29496	41680	71176
	24/06/2010	9	8	1611	1611	59398	74361	133758
	06/12/2010	5	4	1000	1000	36870	41680	78550
15/06/2011	11	7	2068	2068	76247	66191	142438	
AC 725	29/01/2010	9	4	1161	1161	42806	41680	84486
	07/04/2010	9	3	1170	1170	43138	33510	76648
	11/02/2011	7	6	770	770	28390	58020	86410
	24/03/2011	12	8	1200	1200	44244	74361	118605
AC 116	07/01/2011	13	10	3068	3068	113117	90701	203818
	08/07/2011	6	6	1500	1500	55305	58020	113325
	08/08/2011	7	6	1988	1988	73298	58020	131318
AC 323	03/01/2011	3	2	660	660	24334	25340	49674
	16/02/2011	4	3	640	640	23597	33510	57107
	25/02/2011	12	10	1392	1392	51323	90701	142024

	28/11/2011	8	7	720	720	26546	66191	92737	
BC 870	15/11/2008	5	5	1590	1590	58623	49850	108474	
	09/10/2009	2	2	720	720	26546	25340	51887	
	17/02/2011	4	4	1792	1792	66071	41680	107751	
	05/07/2011	6	5	2958	2958	109061	49850	158912	
BC 642	07/11/2009	3	3	555	555	20463	33510	53973	
	15/11/2009	3	3	540	540	19910	33510	53420	
	05/04/2010	6	4	900	900	33183	41680	74863	
	10/04/2010	6	5	900	900	33183	49850	83033	
	18/01/2011	9	5	1260	1260	46456	49850	96307	
BC 119	21/10/2010	3	2	324	324	11946	25340	37286	
	15/11/2010	5	5	1380	1380	50881	49850	100731	
	20/02/2011	5	2	1280	1280	47194	25340	72534	
	13/04/2011	3	2	810	810	29865	25340	55205	
Total 7 Años		222	174			45861,2	1690902	1754594	3445496

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM, Departamento de Producción SOM.

De igual manera se tuvieron en cuenta las fallas ocurridas en los pozos que no tenían un índice de frecuencia de fallas tan elevado, es decir aquellos pozos que presentaban un índice de fallas menor a 1.5 fallas por año, pero esta vez se tuvo en cuenta solamente las pérdidas de producción y los días de equipo con el fin de compararlos con los pozos que presentaron mayor número de fallas.

Tabla 16. Costos Fallas Pozos con bajo IFF

Otros Pozos	Fecha Evento	Diferida (días)	Días de Equipo	Potencial BPD	Diferida Cumulativa (bbls)
AC 888	24/09/2004	3	3		0
	29/12/2006	16	16		0
AC 308	13/11/2008	2	2	235	470
	04/01/2010	8	8	180	1440
	12/01/2010	4	4	180	720
	06/03/2011	7	6	100	700
AC 194	29/12/2010	9	10	60	540
AC 000	----	0	0	0	0
AC 116	15/10/2010	7	6	110	770
	30/10/2010	4	3	110	440

AC 947	----	0	0	0	0
AC 292	08/08/2010	4	3	100	400
BC 565	01/10/2004	2	2		0
	12/12/2006	1	1		0
BC 419	----	0	0	0	0
Total		67	64		5480

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM, Departamento de Producción SOM.

Con base en el los resultados se pudo concluir que:

- Se dedicaron 231 días para la solución de las fallas presentadas en todos los pozos tanto del campo Tisquirama como del campo San Roque.
- El 43,75 % de los pozos consume el 75,51 % de las intervenciones a los pozos.
- Debido a la diferida se dejaron de recuperar 51 341 bbls.
- Los pozos con un índice de fallas muy elevado causaron pérdidas por concepto de fallas de US\$ 3 445 496

5.2 COSTOS RECOMENDACIONES

Los costos generales que implican la mejora de los sistemas de levantamiento, intervenciones a pozo, análisis específicos, materiales y capacitaciones para los trabajadores de los equipos deberán ser evaluados económicamente para determinar su implicación económica y su tiempo de repago.

A continuación se presenta un resumen general del total de acciones a tomar:

Tabla 17. Recomendaciones Pozos Analizados

Pozo	Acción
AC 647	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis Granulométrico • Cambio Pistones Lubricados • Anclaje de Bomba • Cambio de Bomba • Control de Diseño y Operación
AC 725	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de Recorrido y strokes • Análisis Químico de Fluidos de

	Pozo <ul style="list-style-type: none"> • Control Manipulación • Cambio sarta de varillas
AC 116	<ul style="list-style-type: none"> • Profundizar Bomba • Análisis Químico de Fluidos de Pozo • Lavado de Pozo • Inhibidor de Corrosión • Cambio de Bomba • Control Manipulación
AC 323	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de Recorrido y strokes • Control Manipulación
BC 870	<ul style="list-style-type: none"> • Control de Diseño y Operación • Reparación Caja Reductora • Determinar Survey • Control Manipulación
BC 119	<ul style="list-style-type: none"> • Control de Manipulación

Fuente: Autor

Se han planteado soluciones puntuales para cada uno de los problemas que presentan los pozos, sin embargo existen problemas comunes que afectan a todos ellos por tener características de operación similares. Estos problemas son:

- Indebida manipulación de las sargas de varillas durante su transporte e instalación.
- Interferencia por gas
- Perdida de Nivel
- Problemas de Arenamiento

5.3 MODELO EVALUACIÓN VPN SIN PROYECTO

Para realizar este análisis no se tuvo en cuenta las implicaciones de intervenir el pozo BC 642, ya que, aunque fue considerado como uno de los pozos problemas no se pudo analizar ante la falta de información pertinente. También se debe aclarar que el tiempo “Presente” para evaluar y realizar los flujos de caja es el 31 de Diciembre de 2011.

El *modelo de evaluación VPN sin proyecto* contempla la implicación financiera que tendría el operar los Campos Tisquirama y San Roque sin un análisis apropiado

de fallas. Este VPN deberá ser comparado con el obtenido al suponer la implementación de las recomendaciones planteadas para atenuar el alto índice de incidencia de fallas.

$$\mathbf{VPN_{FINAL}^{(*)}} = \mathbf{VPN_{Con Proyecto}} - \mathbf{VPN_{Sin Proyecto}}$$

El flujo de caja para el cálculo del $\mathbf{VPN_{Sin Proyecto}}$ comprende:

- Los barriles netos incorporados y su margen, es decir la cantidad y costo de los barriles que pudieron haber sido incorporados si no se hubieran presentado fallas en los pozos.
- Margen de Crudo, es decir el costo del crudo para llevarlos al valor presente.
- El costo total de la diferida de los pozos analizados.
- Costo total de la intervención de los equipos durante las fallas.

$$\mathbf{Flujo de Caja_{Sin Proyecto}^{(*)}} = \mathbf{Margen - Costos - Diferida}$$

$$\mathbf{Flujo de Caja_{con Proyecto}^{(*)}} = \mathbf{Margen - Costos - Diferida - Inversión}$$

5.3.1 Análisis VPN sin Proyecto Pozo a Pozo

Para conocer la implicación de la no intervención de los pozos y por ende de la no solución de sus altos índices de fallas, se realizaron flujos de caja independientes con base en su potencial de producción y el IFF propio de cada uno de ellos.

(*) Consideraciones tomadas con base en los parámetros adoptados por el Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM de ECOPETROL S.A.

Tabla 18. Costos por Intervenciones y costos por Diferida. Tendencia 2012.

Pozo	IFF	Días Diferida	Días Equipo	Costo Equipo US\$	US\$ Diferida	Total US\$
AC 647	3,8	23	15	156 447	830	157 277
AC 725	2,3	14	9	94 781	503	95 284
AC 116	3,6	21	14	148 665	789	149 454
AC 323	2,3	14	9	94 885	504	95 389
BC 870	1,1	7	5	47 653	264	47 917
BC 199	4,3	26	17	181 126	1 004	182 130

Fuente: Autor

La tabla 18 muestra la tendencia a un año de cada uno de los pozos analizados, donde se supone que los pozos seguirán con un comportamiento similar de fallas en caso de no aplicar el proyecto de inversión. Se observan los costos totales por intervención de los equipos y los costos asociados a la pérdida de producción.

De otra parte se considero la declinación natural de los pozos usando el método exponencial para calcular los caudales de producción para el año 2012.

La ecuación que describe la producción de los pozos a futuro es:

$$q = qi e^{-at} \quad (*)$$

Donde:

qi = Caudal Inicial de Declinación (Bls)

t = Tiempo en meses

a = Constante de Declinación = 0,012^(**)

De esta manera se obtuvieron los siguientes resultados de barriles incorporados:

(*) Tomado de ESCOBAR Macualo F.H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. p. 277.

(**) Valor de la Constante proporcionado por el Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM de ECOPETROL S.A.

Tabla 19. Barriles Netos Incorporados por Pozo y Total de Reservas Incorporadas 2012

Pozo	Barriles Incorporados (bbls) 2012
AC 647	64 653,9
AC 725	38 792,3
AC 116	113 468
AC 323	29 094,3
BC 870	158 402,0
BC 199	92 778,3
Total Reservas Incorporadas 2012	497 188

Fuente: Autor

A continuación se muestra el flujo de caja y los resultados obtenidos al analizar el *VPN sin proyecto* para el Pozo AC 647 (Tabla 20). Los costos por intervención de Equipo y las pérdidas por diferida en USD se pueden observar en la Tabla 18. Los barriles netos incorporados se observan en la Tabla 19.

Tabla 20. Flujo de Caja *VPN sin Proyecto* para el pozo AC 647

Pozo AC 647		
AÑO	0	1
PRECIO CRUDO USD	0,00	36,87
AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		64.654 Bls
MARGEN EN USD		2.383.789
COSTOS TOTAL EN USD		156.447
DIFERIDA EN USD		830
inversiones requeridas USD		0
FLUJO DE CAJA USD		2.226.512
TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%	
VPN sin proyecto	USD 1.987.957	

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

En resumen para los campos Tisquirama y San Roque los valores obtenidos de *VPN sin proyecto* son:

Tabla 21. Flujo de Caja *VPN sin Proyecto* pozo a pozo para el área Tisquirama-San Roque

Indicador	Pozo					
	AC 647	AC 725	AC 116	AC 323	BC 870	BC 199
VPN sin proyecto	USD 1.987.957	USD 1.191.955	USD 3.601.871	USD 872.604	USD 5.403.701	USD 2.018.119

Fuente: Autor

5.3.2 Análisis General VPN sin Proyecto

Se realizó el flujo de caja teniendo en cuenta el análisis General de todos los pozos, es decir se tomo en cuenta:

- El total de los barriles netos incorporados, es decir el total de las reservas incorporadas para el año 2012 el cual se observa en la Tabla 19.
- Costos totales por intervención de Equipo y costos totales por Diferida, valores que pueden ser observados en la Tabla 18.

Con esto se realizó el flujo de caja y se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 22. Flujo de Caja VPN sin proyecto para el área Tisquirama-San Roque

AÑO	0	1
MARGEN CRUDO USD	0,00	36,87

AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		497.188 Bls
MARGEN EN USD		18.331.337

COSTOS TOTAL EN USD		723.558
DIFERIDA EN USD		3.894
inversiones requeridas USD		0
FLUJO DE CAJA		17.603.885

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
-----------------------------	--------

VPN sin proyecto	USD 15.717.755
------------------	----------------

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Sin proyecto, el valor presente de las implicaciones de operar pozos con alto índice de fallas es US\$ 15 717 755.

Todos los resultados obtenidos de *VPN sin Proyecto* deberán ser comparados con los obtenidos mediante el flujo de caja *VPN con Proyecto*. De esta manera se podrá determinar el parámetro anteriormente descrito de *VPN final* y adicional a ello calcular la Eficiencia (EFI) del proyecto.

5.4 MODELO EVALUACIÓN VPN CON PROYECTO

Para la evaluación del VPN con proyecto se tuvieron en cuenta los mismos parámetros que para la evaluación del VPN sin proyecto. Adicional a ello se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- La intervención de los equipos de WellServices se llevaría a cabo durante la primera falla presentada durante el 2012 por determinado pozo. Esto con el fin de ahorrar costos generales por el uso del equipo y justificar verdaderamente la intervención.
- Las expectativas que se tienen del proyecto contemplan la reducción de las fallas por pozo mínimo a 1.2 fallas/pozo/año. Con este parámetro se evaluó a futuro el proyecto.
- Se contempló la labor de un Ingeniero de fallas (Control de Diseño y Operación) encargado exclusivamente del Activo Provincia.
- Se contemplo la realización de una capacitación a los empleados de los equipos con el fin de mejorar la manipulación de las herramientas y demás procedimientos durante las intervenciones.

Los costos de las Acciones “Control de Diseño y Operación” y “Control Manipulación” se distribuyó proporcional al potencial de producción de cada pozo. Así los pozos con mayor potencial aportaran mayor cantidad de dinero a dichas inversiones.

La inversión total se muestra a continuación:

Tabla 23. Inversión Requerida

Proporción	Pozo	Pozo	Acción	Costo US\$
0,13	Tisquirama 8	AC 647	· Análisis Granulométrico	12468
			· Cambio Pistones Lubricados	770
			· Anclaje de Bomba	8170
			· Cambio de Bomba	3000
			· Control Manipulación	520
			· Control de Diseño y Operación	6242
0,08	Tisquirama 10	AC 725	· Cambio de Recorrido y strokes	4000
			· Análisis Químico de Fluidos de Pozo	12468
			· Control Manipulación	312
			· Control de Diseño y Operación	3745
0,23	Tisquirama 12	AC 116	· Cambio sarta de varillas	2000
			· Profundizar Bomba	8170
			· Análisis Químico de Fluidos de Pozo	12468
			· Lavado de Pozo	40000
			· Inhibidor de Corrosión	
			· Cambio de Bomba	3000
			· Control de Diseño y Operación	10954
· Control Manipulación	913			
0,06	Tisquirama 18	AC 323	· Cambio de Recorrido y strokes	4000
			· Control de Diseño y Operación	2809
			· Control Manipulación	234
0,32	San Roque 3	BC 870	· Reparación Caja Reductora	6000
			· Determinar Survey	20000
			· Control Manipulación	1274
			· Control Diseño y Operación	15293
0,19	San Roque 7	BC 199	· Control de Manipulación	746
			· Control Diseño y Operación	8957
	Total			188513

Fuente: Autor

Los costos asociados a la intervención de los equipos, la diferida esperada para el año de evaluación del proyecto se muestran a continuación:

Tabla 24. Costos y Diferida

Pozo	IFF	Días Diferida	Días Equipo	Costo Equipo US\$	US\$ Diferida
AC 647	1,2	7	5	50 016	265
AC 725	1,2	7	5	50 016	265
AC 116	1,2	7	5	50 016	265
AC 323	1,2	7	5	50 016	265
BC 870	0,8	5	3	33 344	185
BC 199	1,2	7	5	50 016	277
Total				283 426	1 524

Fuente: Autor

Como se dijo anteriormente se espera una reducción a un valor de IFF de 1,2 fallas/pozo/año, pero ya que el pozo BC870 presenta un índice de fallas menor a 1,2 es decir 1,14, se contemplo la posibilidad de reducir este índice a un valor mínimo del 30%, esto es IFF= 0,8 fallas/pozo/año.

5.4.1 Análisis VPN con Proyecto Pozo a Pozo

Para el flujo de caja pozo a pozo se tomo en cuenta la inversión requerida para cada pozo, valores que se muestran en la Tabla 23.

La Tabla 24 muestra el flujo de caja, el cálculo del VPN, VPN final, TIR, Eficiencia y tiempo de repago en días para el pozo AC 647.

Tabla 25. Flujo de Caja VPN con Proyecto para el pozo AC 647

Pozo AC 647		
AÑO	0	1
MARGEN CRUDO USD	0,00	USD 36,87
AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		64.654 BIs

MARGEN EN USD		2.383.789
---------------	--	-----------

COSTOS TOTAL EN USD		50.016
DIFERIDA EN USD		265
inversiones requeridas		(31.170)
FLUJO DE CAJA		2.333.507

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
-----------------------------	---------------

VPN con proyecto	2.052.319
VPN FINAL	64.362
TIR	73,9%
EFI	206,5%
Tiempo de Repago en días	5

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Como se ve, para el pozo AC 647 se requirió de una inversión de USD 31 463, se calculó el flujo de caja y el VPN del Proyecto.

- El ahorro frente a la no inversión es de USD 64 069 que es reflejado por el VPN Final.
- La Tasa Interna de Retorno TIR=73,2% > Tasa Interna de Oportunidad TIO=12%. Por lo tanto el proyecto es atractivo.
- El otro índice es la Eficiencia del proyecto EFI =203,6% > 50%. Para Ecopetrol todo proyecto que represente una Eficiencia superior al 50% es atractivo.
- El tiempo de repago es de 5 días, un periodo bastante corto.

Los resultados pozo a pozo para el área Tisquirama-San Roque se muestran en la Tabla 26.

Tabla 26. Flujo de Caja VPN con Proyecto pozo a pozo para el área Tisquirama-San Roque

Indicador	Pozo					
	AC 647	AC 725	AC 116	AC 323	BC 870	BC 199
VPN con proyecto	USD 2.052.319	USD 1.209.611	USD 3.614.913	USD 905.835	USD 5.373.981	USD 3.135.486
VPN FINAL	USD 64.362	USD 17.656	USD 13.042	USD 33.231	USD (29.720)	USD 1.117.367
TIR	74%	60%	54%	144%	----%	362%
EFI	206%	78%	17%	472%	----%	115%
Tiempo de Repago en días	5	6	7	3	----	1

Con base en los resultados los pozos AC 116 y BC 870 no cumplen los parámetros económicos necesarios para que la inversión sea atractiva.

- El pozo AC 116 no cumple con una eficiencia del proyecto de más del 50%.
- El pozo BC 870 posee una elevada inversión, por lo tanto no habría ahorro. Es decir sería mas rentable dejar el pozo con el comportamiento que lleva ya que resultaría más favorable.

5.4.2 Análisis General VPN con Proyecto

Al igual y como se realizo el flujo de caja del Pozo AC 647, se realizo el flujo de caja y el calculo de los parámetros desde el punto de vista General. Considerando:

- El total de los barriles netos incorporados, es decir el total de las reservas incorporadas para el año 2012 el cual se observa en la Tabla 19.
- Costos totales por intervención de Equipo y costos totales por Diferida, valores que pueden ser observados en la Tabla 24.
- Inversión Total requerida observada en la Tabla 23.

El flujo de caja final para el proyecto se muestra en la Tabla 7, todos los valores son expresados en dólares.

Tabla 27. Flujo de Caja VPN con proyecto para el área Tisquirama-San Roque

AÑO	0	1
MARGEN CRUDO USD	0,00	36,87

AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		497.188 BIs
MARGEN EN USD		18.331.337

COSTOS TOTAL EN USD		283.426
DIFERIDA EN USD		1.524
inversiones requeridas		(188.513)
FLUJO DE CAJA		18.046.387

TASA EFECTIVA ANUAL	12,00%
----------------------------	---------------

VPN con proyecto	15.924.333
VPN FINAL	206.578
TIR	95%
EFI	110%
Tiempo de Repago en días	3,8

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tal y como se predijo, este proyecto contempla una baja inversión y por lo tanto los valores de VPN, TIR y tiempo de repago son bastante favorables. Al compararlo con el VPN sin proyecto, se observa una eficiencia de 110 % resultado que se encuentra dentro de los parámetros admitidos por la empresa. En pocas palabras el proyecto es atractivo.

Al realizar el análisis pozo a pozo se observo que dos de los pozos candidatos no cumplen con los requisitos necesarios para aplicar la inversión, sin embargo al realizar el análisis para toda el área resulto ser favorable el proyecto. Estos dos pozos poseen una inversión bastante alta que desde el punto de vista de la eficiencia no seria favorable para un periodo de evaluación de 1 año. Otros pozos poseen inversiones mínimas que son satisfechas muy rápidamente y bajo índices muy favorables.

Debido a que algunos de los ítems de inversión no solo ayudan a solucionar problemas de fallas sino que son útiles para otras actividades de ingeniería, es recomendable realizar la inversión a todos los pozos. Tal y como lo muestran los resultados de la Tabla 27 conjuntamente el área satisface la inversión total del Proyecto.

Se realizó una sensibilidad para el proyecto y se determinó que este dejaría de ser eficiente, es decir $EFI < 50\%$ en tanto el índice de frecuencia de fallas no sea menor a 1.73 fallas/pozo/año y 1,15 para el caso del pozo BC 870. Además dejaría de ser rentable en tanto $IFF > 2.18$ y $IFF < 1,45$, este último para el caso del pozo BC 870.

CONCLUSIONES

1. Con la identificación de los modos de fallas de cada pozo se logró establecer que la principal causa de falla eran las fallas mecánicas. Según el porcentaje general de fallas, las fallas presentadas en la sarta de varillas son la principal causa de intervención a pozos en ambos campos (Tisquirama-San Roque). Este hecho ratifica el mal manejo de la sarta como principal causa de falla.
2. Con la caracterización de todos los pozos que trabajan con Bombeo Mecánico, esto es, más del 80% de los pozos activos en los campos Tisquirama y San Roque. Se pudo establecer el perfil de fallas de cada pozo cuyo comportamiento único debe ser analizado individualmente.
3. La calidad y cantidad de la información son elementos importantes en la aplicación de un proyecto de análisis de fallas, por ello es muy importante tener una buena articulación entre los informes de fallas y daños ocurridos en la bomba de subsuelo y las fallas y daños ocurridos en la sarta de varillas.
4. Aunque el índice de frecuencia de fallas para los campos Tisquirama y San Roque no supera 1 *falla/pozo/año* que es un IFF bajo; menos de la mitad de los pozos activos son aquellos que consumen más del 70% de las intervenciones siendo los causantes de las mayores pérdidas por diferida y los potenciadores del incremento en el IFF.
5. Al realizar el análisis económico pozo a pozo se declararon como inversiones no atractivas las de los pozos AC 116 y BC 870. Pese a ello, el flujo de caja para el proyecto en general, es decir el conjunto de todas las inversiones, mostro ser bastante atractivo.

6. Dado que se espera una reducción entre el 30% - 60% de las fallas, los sistemas de Bombeo Mecánico que trabajan en el Activo Provincia se constituyen desde el punto de vista operativo y de costos generales como el sistema de levantamiento mas acorde para explotar esta área, por lo menos para esta primera etapa de explotación de los campos.
7. La aplicación de la metodología de Análisis de Fallas es compatible con las actividades que realiza el ingeniero de control de producción y le permite de una forma estructurada y lógica desarrollar actividades que incrementen la producción y/o disminuyan los costos de producción.
8. Con la reducción esperada del IFF a valores admisibles $\leq 1,2$ *fallas/pozo/año* para aquellos pozos problema, se lograrían disminuir los costos de levantamiento al requerirse menor numero de intervenciones por año y al tener menores perdidas por diferida. De esta manera se contribuiría al objetivo principal de optimizar la producción.
9. La metodología de análisis de fallas permitió determinar los modos de falla para cada pozo y planteó soluciones de acción inmediata las cuales tienen como ventaja principal el reflejo de los resultados en un periodo mínimo menor a un año.

RECOMENDACIONES

1. Hacer seguimiento de todas las recomendaciones planteadas una vez estas sean aplicadas, esto con el fin de constatar la efectividad del proyecto.
2. Analizar la conveniencia o no de realizar inversiones a los pozos BC 870 y AC 116 basándose en la utilidad de la información obtenida, no solo para el departamento de Producción sino también para el de Ingeniería de la SOM.
3. Realizar ensayos no destructivos apoyados con el ICP, a todas las probetas o muestras tomadas en cada falla con el fin de detectar grietas, poros y demás evidencias que a simple vista no se observan y que pueden llegar a contribuir de una manera mas precisa a la determinación de la causa de cada falla.
4. Poner en marcha un sistema de registro actualizado que contribuya no solo al seguimiento del proyecto planteado sino a la caracterización continua de todos los pozos.
5. Extender este tipo de proyectos de análisis a todos los campos y en general a toda la Superintendencia de Operaciones de Mares de Ecopetrol S.A.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARANCIBIA Carvallo, Fernando. Consideraciones sobre el crecimiento de la grieta por fatiga en materiales de ingeniería y sus uniones soldadas. Aspectos generales de la fatiga [online]. [Citado el 12 de Diciembre de 2011 a las 15:00]. Disponible en internet: http://facingyconst.blogspot.com/2010_07_04_archive.html

ARÉVALO Guerra Heider Alonso. Aplicación Metodología Análisis Causa Raíz para la reducción de fallas en sistemas de Bombeo Mecánico en campos de la Superintendencia de Mares ECOPETROL S.A. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, Facultad Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2005

BOLLAND Y CÍA. S.A. Manual de Partes A-V. Buenos Aires Argentina 2005. <http://www.bolland.com.ar> / e-mail: info@bolland.com.ar.

CAMACHO Forero Andrés Hernando y VILLAMIZAR Ariza Yudy Paola. Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del activo Llanito de Ecopetrol S.A. para determinar el arrastre o la depositación de la producción de arena. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, Facultad Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2010.

DIAS Hernández J.A. y TASCO Quintero J.A. Aplicación de la metodología análisis causa-raíz (ACR) para la reducción de fallas en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en pozos críticos del campo la Cira-Infantas. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, Facultad Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2007.

ECOPETROL S.A SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO. Actualización preliminar plan de desarrollo área Tisquirama directo campos Tisquirama y San Roque prospectos Caronte y Tisquirama Este. Bogotá: 2011.

ECOPETROL S.A. Base de datos Open Well Campo Provincia. 2011.

EMBUS, Ing. Luis Alberto y MARTÍNEZ, Ing. Jorge Alberto. Generalidades Bombeo Mecánico 1 Parte Conceptos Básicos. ParkoServices S.A.

ESCOBAR Macualo F.H. Curvas de Declinación. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva-Huila-Colombia. p. 275-277.

LINARES Omar. Análisis de Causa Raíz, una herramienta invaluable para el diagnostico de fallas [online]. Asociación Boliviana de Ingeniería de Mantenimiento (ASBOMAN) de Santa Cruz. [Citado el 12 de Diciembre de 2011 a las 15:00]. Disponible en internet: http://widman.biz/boletines_informativos/16.pdf

L.R Heinze. Sucker-Rod-Pumping Failures in the Permian Basin. SPE Texas Tech U 1999. Paper SPE 56661

MARTÍNEZ A, AFANADOR C.L, VILLARREAL J.O, LARA C., ECOPETROL S. A. Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico. ACIPET: Bogota, Colombia; 2003.

NORRIS, A Dover Company. Análisis de las fallas de las varillas de Bombeo. *Un informe especial de Norris*. Tulsa EEUU 2000-2007. www.norrisrods.com.

PDVSA CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico ISBN.© Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). 2001,

SANCHEZ Picon Andrea Camila y CAVIEDES Galindo Marcela. Selección de pozos para operaciones de Workover mediante análisis avanzados de producción en el campo Provincia. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, Facultad Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2011

ANEXOS

Anexo A. Generalidades de los Sistemas de Levantamiento de Bombeo Mecánico

A-1. SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO

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

Debido a su simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento. Sin embargo, existen límites físicos para la aplicación en cuanto a profundidad y caudales a levantar.

El método de bombeo mecánico consiste en elevar el fluido (petróleo + agua) desde el nivel que este alcanza en el pozo y desplazarlo al punto de recolección (estación satélite o tanque elevado) por medio de una bomba de profundidad accionada por la columna de varillas que transmiten el movimiento del equipo de bombeo.

El fluido es conducido hasta la superficie a través de la tubería de producción (tubing) y de allí hasta el punto de recolección por la línea de conducción (flow line). La bomba eleva el fluido desde el nivel dinámico y no desde la profundidad donde está asentada; por lo tanto el trabajo desarrollado será mayor cuanto más bajo se encuentre dicho nivel. Por ejemplo, si la bomba está asentada a 1600 metros, pero el nivel dinámico del pozo es de 500 m, el trabajo desarrollado por la bomba será elevar el fluido desde los 500 m hasta la superficie, más la altura equivalente a la presión de bombeo (flow line).

Para una eficiente extracción será indispensable bajar el nivel de fluido tanto como sea posible (a fin de evitar aplicar una contrapresión a la formación) sin que ello

provoque un llenado parcial del barril de la bomba que disminuya su rendimiento y cause el golpe de fluido.

El objetivo de un buen diseño en levantamiento artificial es lograr un sistema económicamente rentable, que logre el mayor Valor Presente Neto (VPN) considerando los costos asociados y la producción del pozo.

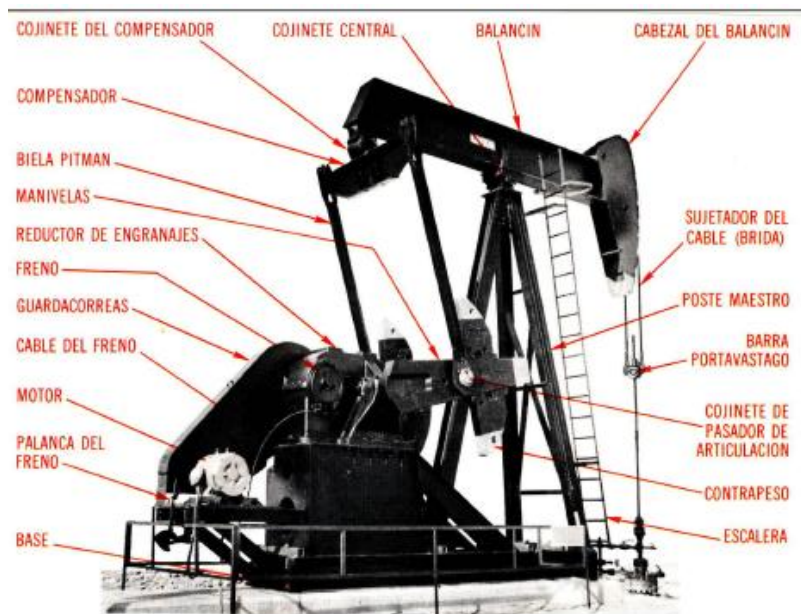
El diseño de un sistema de bombeo mecánico está basado en los boletines de la API:

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

A-1.1 Unidad de Superficie

La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotatorio del motor principal en movimiento ascendente y descendente de la sarta de varillas. Este movimiento es denominado recorrido.

Fig.49. Unidad de Superficie de Bombeo Mecánico



Fuente: Manual de Producción. PAE Argentina

Tipos de Unidades de Superficie

En general hay tres tipos básicos de unidades de bombeo a mecánico, las que se diferencian por su geometría y clase de contrapeso

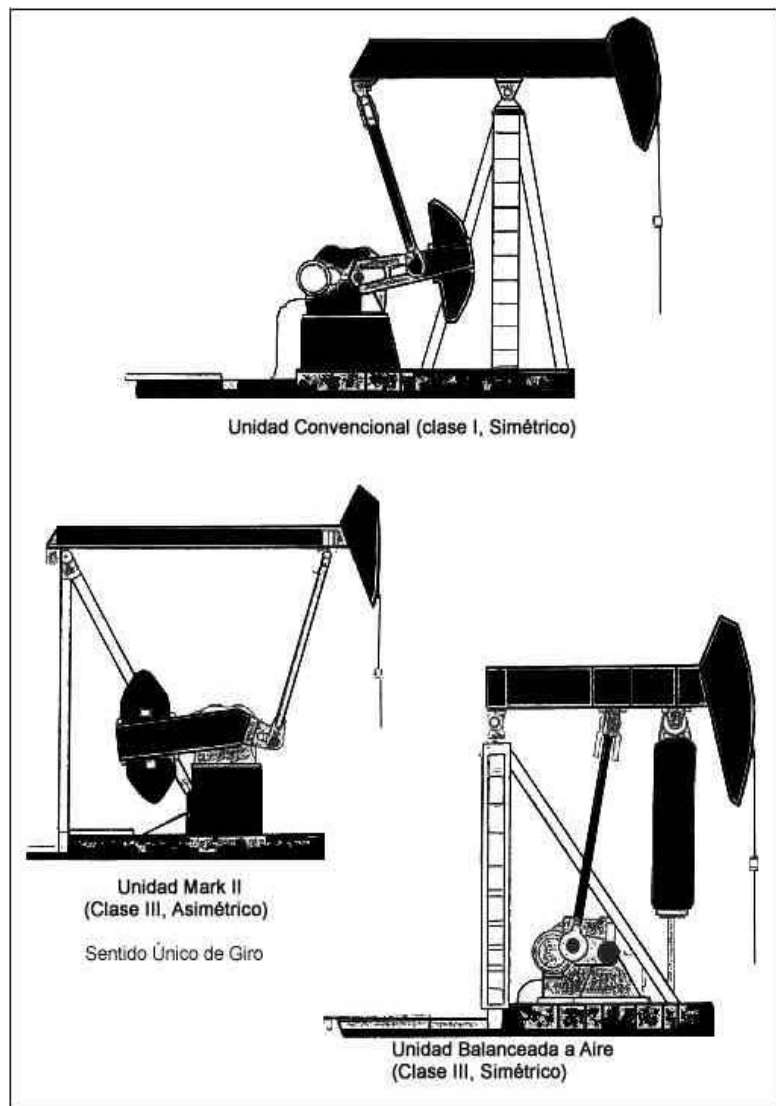
- **Unidad convencional**
- **Unidad balanceada a aire**
- **Unidad de geometría especial (Mark II)**

Fig. 50. Tipos de Unidades de Superficie

➤ *La unidad convencional*

basa su geometría en un sistema de palanca de clase I con punto de apoyo en el medio de la viga balancín y emplea contrapesos mecánicos. De este tipo se diferencian dos mecanismos principales, balanceadas por el crank (manivela) y balanceadas por contrapesos.

- *La unidad balanceada por aire* utiliza un sistema de palanca de clase III con punto de apoyo en el extremo del balancín y es de empuje ascendente simétrico.



Fuente: Manual de Producción. PAE Argentina

- *La unidad de geometría especial (Mark II)* utiliza un sistema de palanca de clase III, de empuje ascendente a simétrico y contrapeso mecánico. Los elementos que componen esta unidad se denominan como los de la unidad convencional con la diferencia que el conjunto de articulación del balancín se denomina cojinetes del poste maestro.

El equipo de superficie incluye:

- El Motor, el cual proporciona la potencia de impulsión al sistema y puede ser un motor eléctrico o un motor de combustión interna.
- Los engranajes reductores o Caja Reductora, los cuales reducen la elevada velocidad rotacional del Motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y, al mismo tiempo, incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.
- La Unidad de Bombeo, es un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del engranaje reductor en un movimiento oscilante requerido para operar la bomba de fondo. Su elemento principal es el Balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca mecánica.
- La Barra Lisa, la cual conecta el Balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el Cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.
- El ensamble del Cabezal del Pozo, el cual contiene el Prensaestopas (Stuffing Box) que sella sobre la barra lisa y una tee de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente está conectado, a través de una válvula de cheque a la línea de flujo.

A pesar de que es difícil generalizar, la geometría de la unidad de bombeo tiene un efecto significativo sobre las cargas en la estructura y en las varillas, el torque del reductor y el recorrido neto del pistón de la bomba.

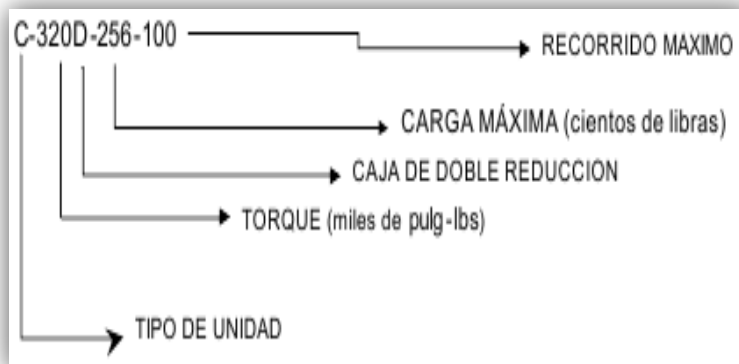
El API describe las unidades especificando:

Tabla 28. Denominación API de las Unidades de Superficie

C	Unidad convencional
B	Unidad con contrapeso en el balancín
A	Unidad balanceada por aire
M	Unidad Mark II

Fuente: Autor

Fig.51. Denominación API de las Unidades de Superficie



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

Fuente: Manual de Partes A-V. Bolland y Cía. S.A Buenos Aires Argentina 2005

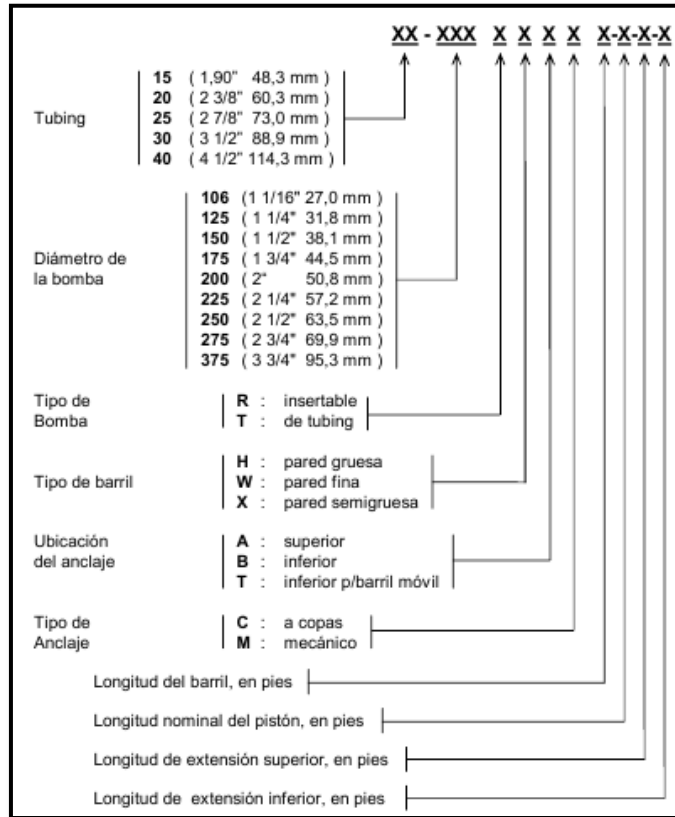
Bombas de Subsuelo

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son del tipo cilindro - pistón.

Nomenclatura API para las bombas de subsuelo

El API ha desarrollado un método para la designación de las bombas de subsuelo.

Fig. 52. Denominación API Bombas de Subsuelo



Adicionalmente, para completar la descripción de la bomba, se debe suministrar la siguiente información:

- a) Calidad del barril
- b) Calidad del pistón
- c) Luz entre barril y pistón
- d) Calidad de los asientos y bolas

Fuente: Manual de Partes A-V. Bolland y Cía. S.A Buenos Aires Argentina 2005

Ejemplo: Bomba insertable de 1 3/4" de diámetro con barril de pared gruesa de 16 pies de acero cromado. Pistón de 4 pies metalizado liso. Extensión superior de 2 pies y extensión inferior de 2 pies. Anclaje inferior a copas para insertar en tubing 2 7/8". Será identificada:

25-175 RHBC-16-4-2-2 Barril ACI - Pistón ML, luz 3 - Asientos de carburo de tungsteno y bolas de carburo de titanio.

Tipos de Bombas de Subsuelo

Existen básicamente dos grandes tipos de bombas de subsuelo, están son:

- Bombas de tubería *Fig. 54 A*
- Bombas de varilla o insertas *Fig. 54 B*

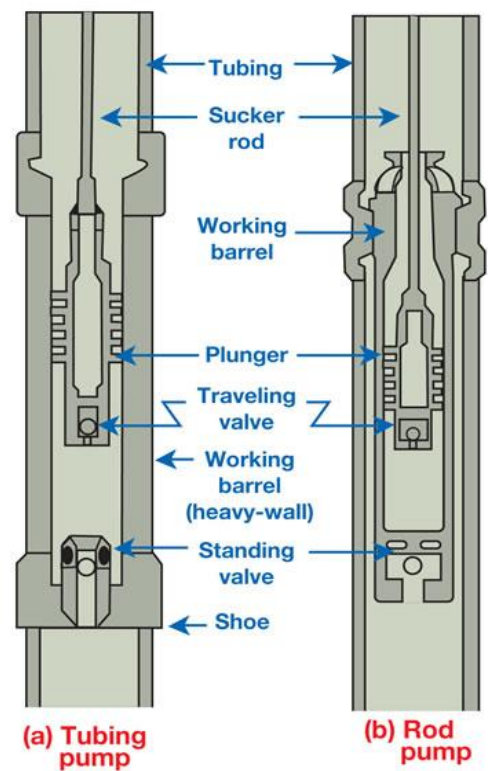
Fig. 53. Tipos de Bombas de Subsuelo

La principal diferencia entre las bombas insertas y las de tubería es la instalación del barril. En las bombas de tubería es barril es conectado en el fondo de la tubería y es conectado como parte integral de la sarta de tubería. En las bombas insertas el barril hace parte integral de la bomba de subsuelo, y es corrido como una unidad con la sarta de varillas dentro del Tubing, son las más utilizadas.

Los distintos tipos de bombas mecánicas de profundidad se identifican según la norma API 11AX de la siguiente forma (Tabla 23):

Fig. 54 A

Fig. 54 B



Fuente: Análisis de las fallas de las varillas de Bombeo. *Un informe especial de Norris.* : NORRIS, A Dover Company. Tulsa EEUU 2000-2007

Tabla 29. Bombas Mecánicas de Profundidad según norma API 11AX

Tipo de bomba		Con pistón de metal liso	
		Barril pared gruesa	Barril pared fina
Insertable	Barril estacionario, anclaje superior	RHA	RWA
	Barril estacionario, anclaje inferior	RHB	RWB
	Barril móvil, anclaje inferior	RHT	RWT
De tubing		TH	---

Fuente: Manual de Partes A-V. Bolland y Cía. S.A Buenos Aires Argentina 2005

Partes básicas de una bomba de Subsuelo

- El Barril de Trabajo (cilindro): Existen dos tipos de barriles.

Fig. 54. Barril de Bomba de Subsuelo



Barriles para bombas insertas
Barriles Para bombas de tubería

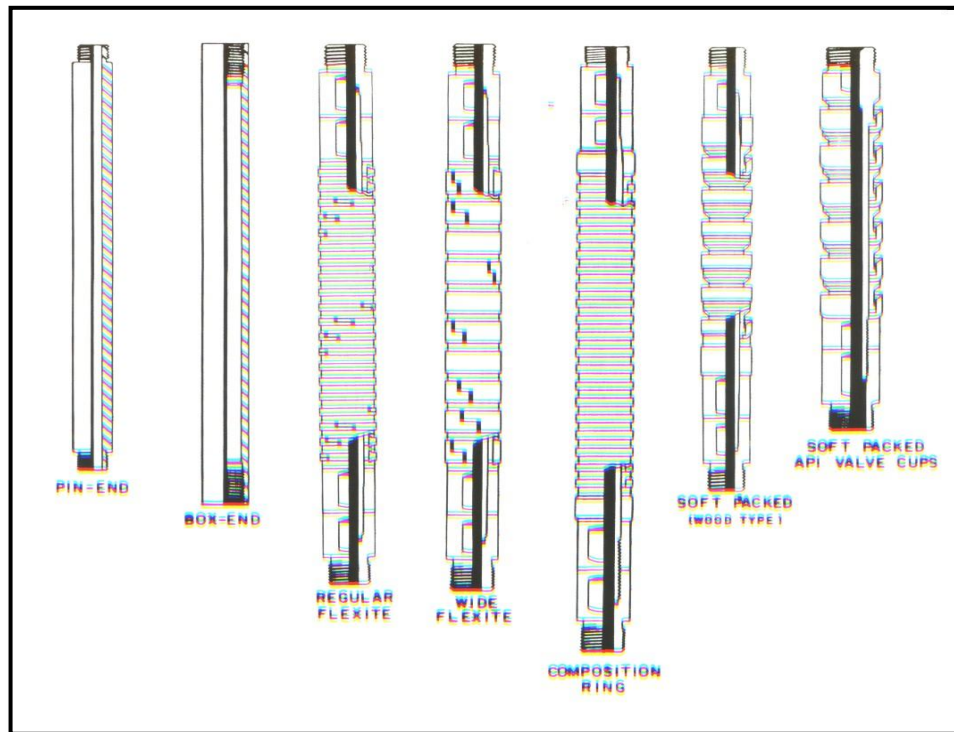
Existen barriles de paredes delgadas para pozos poco y medianamente profundos, y barriles de pared gruesa para bombas de mayor diámetro o para utilizarla para pozos más profundos donde las cargas son mayores.

Fuente: Generalidades Bombeo Mecánico. Parko Services S.A.

- El Embolo (pistón): Según la sección de sellado se clasifican en:
 - Metálicos para grandes profundidades
 - No Metálicos

La longitud del pistón metálico y no metálico se determina por una regla práctica de un (1 ft) de longitud de pistón por cada 1000 ft de profundidad de la bomba. La tolerancia de los pistones va de menos cero a -0.005 pulgadas.

Fig. 55. Pistones de Bomba de Subsuelo



Fuente: Generalidades Bombeo Mecánico. Parko Services S.A.

- Las Válvulas de Bola: La entrada y descarga de fluido por la cámara de compresión formada por el barril y el pistón son controladas por la válvula fija y la válvula viajera.

Fig. 56. Válvulas Bomba de Subsuelo



Fuente: Generalidades Bombeo Mecánico. Parko Services S.A.

La válvula que viene agarrada al Barril de Trabajo actúa como una válvula de Succión y se denomina válvula Fija. La otra válvula, contenida en el émbolo, actúa como una válvula de descarga y se llama válvula Viajera. Dichas válvulas operan como válvulas cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie.

- Las Jaulas: Las jaulas contienen a las válvulas. Se presentan en dos tipos:
 - a) Abiertas
 - b) Cerradas

Fig. 57. Jaulas para Válvulas de Bomba de Subsuelo



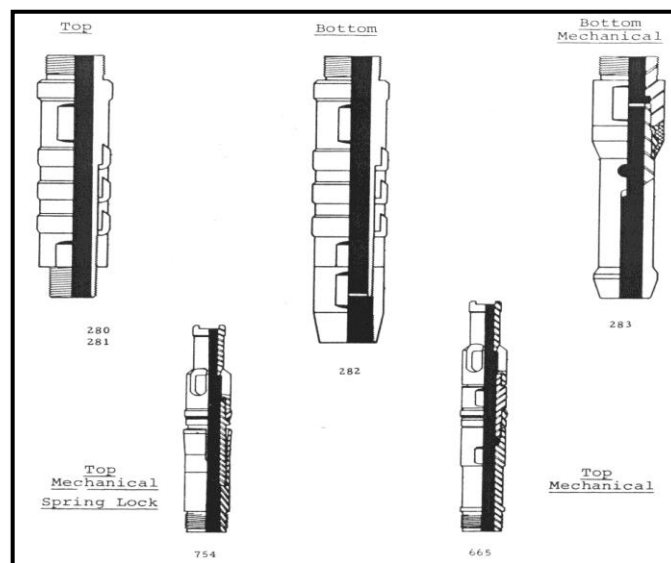
Fuente: Generalidades Bombeo Mecánico. Parko Services S.A.

➤ Conjunto de Anclaje: La función principal del conjunto de anclaje en las bombas API, es sellar las bombas a la tubería. Estos se clasifican en dos tipos:

a) Tipo Copa: Estos utilizan copas de plástico como elementos sellantes. Este tipo de anclaje es recomendado para cualquier profundidad. No se recomiendan copas por encima de los 248°F.

b) Tipo Mecánico: Estos están compuestos de resortes de acero de metal acanalado. No se recomiendan para medios de crudo ácido con sulfuro de hidrógeno, ya que éste ocasiona fallas prematuras.

Fig. 58. Tipos de Anclaje Bomba de Subsuelo



Fuente: Generalidades Bombeo Mecánico. Parko Services S.A.

Ventajas y desventajas de los Sistemas de Bombeo Mecánico: Como todo sistema de levantamiento artificial, los sistemas de bombeo mecánico presentan las siguientes ventajas y desventajas operativas.

Tabla 30. Ventajas y Desventajas de los Sistemas de Bombeo Mecánico

Ventajas	Desventajas
- Comprensible al personal y fácil manejo.	- Limitado por la profundidad del pozo.
- Algunas bombas manejan agua y sedimentos.	- Producción declina rápidamente.
- Relativamente más económico.	- Muy sensible a la presencia de gas.
- Maneja bajas tasa de producción.	- Sistema descentralizado.
- Maneja cualquier gravedad API.	- Requiere de Equipos especiales para reparar.
- Maneja crudos viscosos.	- Altos costos de mantenimiento.
- Factible variar el caudal de producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud del servicio.	- Difícil manejo en pozos desviados.
- Se pueden usar motores a gas si no hay corrientes eléctricas.	- Por razones de contaminación auditiva, no es recomendable en áreas urbanas cuando usa motores a gas.
- Se puede utilizar controlador "PUMP OFF"	

Fuente: Autor

Anexo B Análisis de Fallas

Las fallas en los sistemas de bombeo pueden deberse al daño en operación de la sarta de varillas, la bomba de subsuelo o de la tubería de producción. Cualquier evento que contribuya a parar la producción del pozo y que requiera la intervención del equipo de servicio se considera como una falla. Todos aquellos pozos con índices altos de frecuencia de fallas se consideran a menudo como pozos problema.

El simple hecho de remediar un daño en cualquiera de los elementos del sistema de bombeo no garantiza la no repetición a futuro de estas fallas. Es importante tener un historial de eventos realizados al pozo, con el fin de rastrear e identificar las tendencias de las fallas. Este historial de "servicios" debería incluir información del tipo, lugar, profundidad, causa raíz de la falla y medida correctiva implementada.

El análisis de las fallas de la varilla de bombeo es un reto y se necesita poder esperar lo obvio y buscar pistas de lo que no es tan obvio.

- Fallas por Tensión

Definición: Las fallas por tensión ocurren cuando el esfuerzo que se ejerce sobre el material genera una deformación tipo “cuello de botella” hasta llegar a la rotura del mismo.

Las fallas en las varillas de bombeo en su mayoría ocurren por esfuerzos de tensión. Para evitar las fallas por tensión, el indicador de peso máximo utilizado, para una varilla de bombeo en condiciones “como nueva”, nunca debería exceder el 90% de fuerza de ruptura para la dimensión y grados conocidos de las varillas de bombeo de diámetro más pequeño. En caso de que sean desconocidas las dimensiones, grados se debe utilizar un factor de reducción suficiente al peso máximo utilizado.

- Fallas por Fatiga

Definición: Se refiere a un fenómeno por el cual la rotura de los materiales bajo cargas dinámicas cíclicas (fuerzas repetidas aplicadas sobre el material) se produce ante cargas inferiores a las cargas estáticas que producirían la rotura.

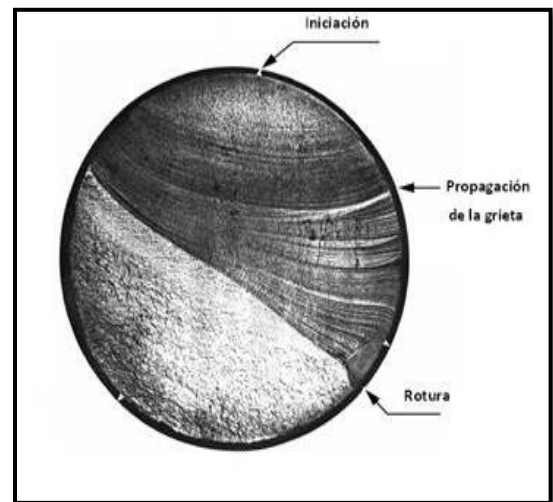
Todas las fallas de varilla corta y acoples son fallas por fatiga. Este tipo de fallas se denominan progresivas, en cuanto a que inician como pequeñas grietas o hendiduras en el material y como el esfuerzo aplicado se distribuye casi igualmente sobre el área de sección transversal cualquier daño que reduzca su área aumentara la carga o el esfuerzo en ese punto.

Aquí es importante resaltar la existencia de elevadores de esfuerzo, que son discontinuidades visibles o microscópicas que causan un aumento del esfuerzo local de la sarta de varillas durante la carga.

Las fallas por fatiga tienen características identificables visibles o macroscópicas en la superficie de la fractura, la cuales ayudan a identificar la ubicación del elevador de esfuerzo.

Fig. 59. Representación de la Superficie de Fractura de un Material Sometido a Fatiga.

- Estrías o Marcas de Trinquete: Son líneas que resultan de la intersección y conexión de grietas múltiples de fatiga. Son paralelas a la dirección general del crecimiento de la grieta y conducen al punto de inicio de la falla.
- Marcas de Playa: Son anillos elípticos o semielípticos irradiantes al exterior del origen de la fractura e indican las posiciones sucesivas del crecimiento de la grieta de fatiga por esfuerzo que avanza.



Fuente: Consideraciones sobre el crecimiento de la grieta por fatiga en materiales de ingeniería y sus uniones soldadas. Aspectos generales de la fatiga. ARANCIBIA Carvalho, Fernando. 2010.

Fallas comunes en las varillas de bombeo:

Fallas de Diseño y Operación: La prevención de las fallas de la varilla de bombeo comienza con el diseño. La selección del tamaño y grado de la varilla de bombeo depende de muchos factores, así un buen diseño inicial puede convertirse en un diseño deficiente si cambian las condiciones del pozo.

Para ello es necesario realizar un diseño utilizando herramientas software especializadas en determinación de esfuerzos y hacer uso efectivo de la carta dinamométrica. De esta manera si una de las condiciones de diseño inicial cambia el sistema de extracción artificial debe ser revaluado.

Fallas Mecánicas: Las fallas mecánicas constituyen todas aquellas fallas que exceptúan aquellas relacionadas con la corrosión y los defectos de fabricación.

Fallas por Flexión: Durante los procesos de fabricación de las varillas de bombeo, los materiales son manipulados mediante esfuerzos generalmente a altas

temperaturas para poder moldear el material. Es un hecho que una varilla sometida a flexión eventualmente fallará, esto es debido a que los esfuerzos de flexión en frío crean endurecimiento por acritud, generando de esta manera un llamado “punto duro” que no es más ni menos que un elevador de esfuerzos.

A pesar de que se realice un enderezamiento de la varilla esta no es capaz de liberar el esfuerzo generado y en pocas palabras queda permanentemente dañada y no se debería usar ya que todas las varillas dobladas eventualmente fallan.

Fallas por daños superficiales: El deterioro superficial es uno de los factores relevantes a la hora de declarar un elevador de esfuerzos. Las varillas acoples y demás elementos del sistema de bombeo constantemente experimentan daños superficiales.

Fig. 60. Acople de Varilla con daños superficiales



Fuente: Autor. Departamento de Producción SOM.

Es sabido que una grieta transversal eleva los esfuerzos tensionantes en una varilla mucho más que una grieta producida longitudinalmente. Así mismo la magnitud y grosor de las grietas producidas son indicador del nivel de aumento de esfuerzo.

Una mella aguda creara una concentración más alta de esfuerzo y estaría en mayor detrimento de una carga comparada con una grieta superficial de ancha base. Por estas razones se debe tener especial cuidado en el manejo de las

varillas de bombeo, evitar el contacto metal-metal y así mismo manipularlas con las herramientas apropiadas e idóneas.

Fallas por conexión: Las fallas por pérdidas de desplazamiento pueden ocurrir por una lubricación inadecuada, por un mal montaje, exceso de torsión, desgaste por golpeteo de los tubos o cualquier combinación de estas.

Fig. 61. Pin partido de Varilla



Fuente: Autor. Departamento de Producción SOM.

Fallas de Fatiga por Corrosión: Los fluidos del yacimiento presentan un problema muy común que es la corrosión de los materiales. Esta corrosión generalmente se encuentra acompañada de presencia, así sea mínima, de agua del yacimiento, puesto que esta se constituye en el medio de solución de la mayoría de los gases corrosivos. Gases como H₂S (sulfato de hidrogeno) y CO₂ se combinan con el agua para bajar su pH y formar así soluciones acidadas (acido sulfhídrico y anhídrido carbónico). La naturaleza constantemente busca el equilibrio, por ello los materiales transformados por el hombre al estar expuestos a efectos de la naturaleza se degradaran a sus componentes iniciales.

Cuando una varilla se encuentra corroída y se lleva al mismo ambiente corrosivo otra varilla de bombeo nueva, pareciera que la varilla nueva se corroyera más rápido que la antigua. Esto es verdad pero es solo un efecto mismo de la corrosión,

cuando un material es corroído crea como subproductos incrustaciones que retardan un poco el proceso corrosivo. De esta manera una varilla antigua sujeta a movimiento de flexión o abrasión que retiren las incrustaciones, normalmente se deteriorara más rápido que una varilla nueva.

Cabe destacar que una varilla blanda tolera más una picadura por corrosión más grande que una varilla de alta resistencia.

Los tipos de corrosión más comunes son:

Corrosión por cloruros, Corrosión por CO₂, Corrosión por H₂S, Corrosión de metales distintos, Corrosión intensificada por oxígeno, Corrosión biológica, Corrosión por subdepósitos.

Defectos de Fabricación: Son poco comunes pero están muy estrechamente relacionados con ahusamientos longitudinales y bordes agudos, defectos de forjado, fusión incipiente de la superficie límite de los granos del material, defectos de procesamiento, defectos de fresado y maquinado.

Lo que refiere a las fallas de bombeo mecánico, no existen absolutos y ninguna falla luce igual que otra. Pero al reconocer los indicios oculares e identificar las características de las diferentes fallas, se pueden tomar las medidas de acción correctiva para impedir las fallas de los sistemas de bombeo, por lo tanto, permite al operador producir pozos marginalmente rentables y más eficaces en función de los costos.

Índice de Frecuencia de Fallas por Pozo:

Las fallas de los sistemas de bombeo constituyen eventos indeseados que se presentan con mayor frecuencia en los llamados "pozos problema". Tres categorías principales agrupan los incidentes en los equipos:

- 1) La Bomba**
- 2) Las Varillas**

3) El Tubing

Para determinar la frecuencia de fallas de un pozo, se agrupa cada falla en una de las categorías anteriores, se suman el total en el año y se dividen por el número total de pozos operando.

$$ffi = \frac{\sum \text{Fallas}}{\text{Numero de Pozos}} (\text{pozo/año}) \quad (*)$$

La frecuencia total de fallas está definida como:

Frecuencia Total de Fallas = Frecuencia de fallas en la bomba + Frecuencia de fallas en las varillas + Frecuencia de fallas en el tubing.

$$FT = ffb + ffv + fft \quad (**)$$

Control de Fallas:

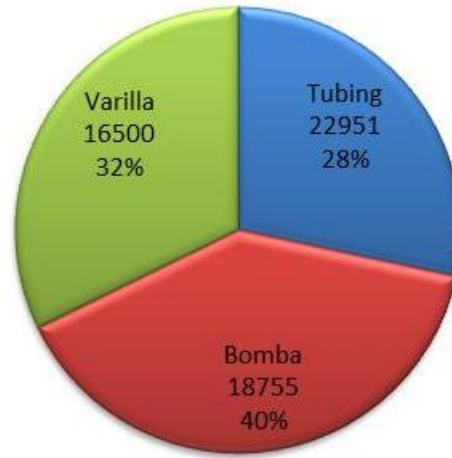
Debido a que la bomba constituye la parte más complicada de un sistema de bombeo, es de vital importancia poner énfasis durante el diseño y operación ya que allí se presentan la mayoría de las fallas.

En cuanto a costo, las fallas en el tubing son aquellas que requieren mayor trabajo y por ello son las más costosas, seguido por las fallas en la bomba y las fallas en la varilla. Sin embargo son los incidentes en el tubing los que menos frecuencia presentan. De esta manera el costo relativo de las fallas versus el número de fallas nos lleva a prestar un especial énfasis en la bomba y un énfasis no tan especial en las varillas.

La Figura [62] representa la frecuencia de fallas por categoría para un número determinado de empresas petroleras. Se observa que el mayor porcentaje de incidentes se presentan en la bomba de subsuelo (40%) y en menor frecuencia en el tubing (28%).

(*) (**) Tomado de LR Heinse, Sucker Rod Pumping Failures in the Permian Basin, SPE 1999.

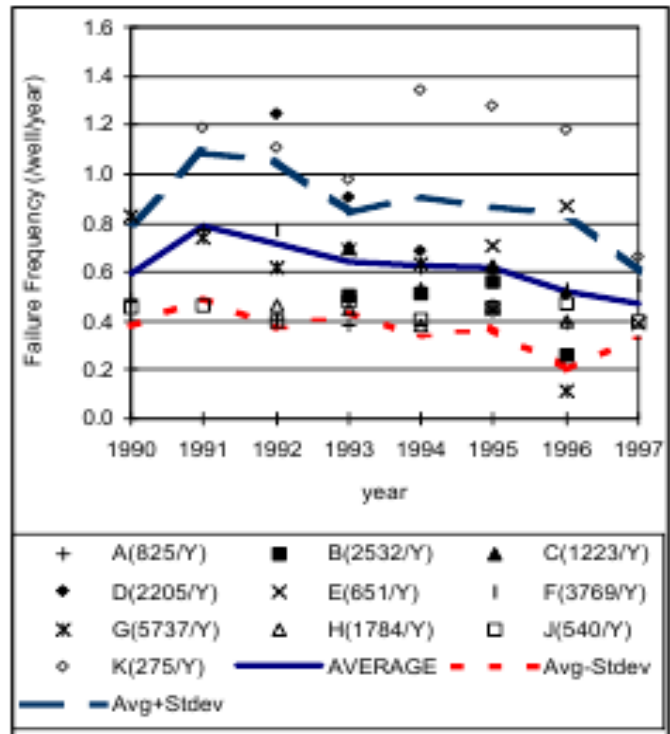
Fig. 62. Incidencia de Fallas por elemento fallado en los Sistemas de Bombeo Mecánico



Fuente: Autor. Modificado. Sucker Rod Pumping Failures in the Permian Basin. LR Heitse. SPE 1999.

Fig. 63. Frecuencia de Falla Combinada (bomba, varilla y tubing) contra tiempo

La Figura [63] representa la frecuencia total de fallas entre el año 1990 y 1997, para un número de empresas estudiadas. La línea azul representa el promedio del comportamiento de fallas totales en el tiempo, mientras que las líneas punteadas rojas y azules corresponden al promedio menos y más la desviación estándar. Los iconos de la A a la K representan a las empresas y su comportamiento de fallas se



Fuente: Sucker Rod Pumping Failures in the Permian Basin. LR Heitse. SPE 1999

ve reflejado en la grafica.

Anexo C Potenciales de Producción 2012

Tabla 31. Perfil AC 647 Declinado

MES	PROM MES (BLS)	RESEVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
01/01/2012	200	6 000
01/02/2012	196	5 881
01/03/2012	192	5 765
01/04/2012	188	5 651
01/05/2012	185	5 539
01/06/2012	181	5 429
01/07/2012	177	5 322
01/08/2012	174	5 216
01/09/2012	170	5 113
01/10/2012	167	5 012
01/11/2012	164	4 912
01/12/2012	161	4 815
Total		64 654

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 32. Perfil AC 725 Declinado

MES	PROM MES (BLS)	RESEVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
01/01/2012	120	3 600
01/02/2012	118	3 529
01/03/2012	115	3 459
01/04/2012	113	3 390
01/05/2012	111	3 323
01/06/2012	109	3 257
01/07/2012	106	3 193
01/08/2012	104	3 130
01/09/2012	102	3 068
01/10/2012	100	3 007
01/11/2012	98	2 947
01/12/2012	96	2 889
Total		38 792

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 33. Perfil AC 116 Declinado

MES	PROM MES (BLS)	RESEVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
01/01/2012	351	10 530
01/02/2012	344	10 321
01/03/2012	337	10 117
01/04/2012	331	9 917
01/05/2012	324	9 720
01/06/2012	318	9 528
01/07/2012	311	9 339
01/08/2012	305	9 154
01/09/2012	299	8 973
01/10/2012	293	8 795
01/11/2012	287	8 621
01/12/2012	282	8 451
Total		113 468

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 34. Perfil AC 323 Declinado

MES	PROM MES (BLS)	RESEVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
01/01/2012	90	2 700
01/02/2012	88	2 647
01/03/2012	86	2 594
01/04/2012	85	2 543
01/05/2012	83	2 492
01/06/2012	81	2 443
01/07/2012	80	2 395
01/08/2012	78	2 347
01/09/2012	77	2 301
01/10/2012	75	2 255
01/11/2012	74	2 211
01/12/2012	72	2 167
Total		29 094

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 35. Perfil BC 870 Declinado

MES	PROM MES (BLS)	RESEVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
01/01/2012	490	14 700
01/02/2012	480	14 409
01/03/2012	471	14 124
01/04/2012	461	13 844
01/05/2012	452	13 570
01/06/2012	443	13 301
01/07/2012	435	13 038
01/08/2012	426	12 780
01/09/2012	418	12 527
01/10/2012	409	12 278
01/11/2012	401	12 035
01/12/2012	393	11 797
Total		158 402

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 36. Perfil BC 199 Declinado

MES	PROM MES (BLS)	RESEVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
01/01/2012	287	8 610
01/02/2012	281	8 440
01/03/2012	276	8 272
01/04/2012	270	8 109
01/05/2012	265	7 948
01/06/2012	260	7 791
01/07/2012	255	7 636
01/08/2012	250	7 485
01/09/2012	245	7 337
01/10/2012	240	7 192
01/11/2012	235	7 049
01/12/2012	230	6 910
Total		92 778

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 37. Producción Cumulativa 2012 Área Tisquirama-San Roque

BARRILES INCORPORADOS 2012	
497 188	

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Anexo D Flujos de Caja VPN sin Proyecto

Tabla 38. Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo AC 725

Pozo AC 725		
AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	36,87
AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		38.792
MARGEN EN USD		1.430.273
COSTOS TOTAL EN USD		94.781
DIFERIDA EN USD		503
inversiones requeridas		0
FLUJO DE CAJA		1.334.989
TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%	
VPN sin proyecto	1.191.955	

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 39. Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo AC 116

Pozo AC 116		
AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	36,87
AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		92.778
MARGEN EN USD		3.420.737

COSTOS TOTAL EN USD		148.665
DIFERIDA EN USD		789
inversiones requeridas		0
FLUJO DE CAJA		3.271.283

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
------------------------------------	---------------

VPN sin proyecto	2.920.788
-------------------------	------------------

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 40. Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo AC 323

Pozo AC 323

AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	36,87

AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		29.094
MARGEN EN USD		1.072.705

COSTOS TOTAL EN USD		94.885
DIFERIDA EN USD		504
inversiones requeridas		0
FLUJO DE CAJA		977.316

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
------------------------------------	---------------

VPN sin proyecto	872.604
-------------------------	----------------

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 41. Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo BC 870

Pozo BC 870

AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	38,51

AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		158.402
MARGEN EN USD		6.100.062

COSTOS TOTAL EN USD		47.653
DIFERIDA EN USD		264
inversiones requeridas		0
FLUJO DE CAJA		6.052.145

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
------------------------------------	---------------

VPN sin proyecto	5.403.701
-------------------------	------------------

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 42. Flujo de Caja VPN sin Proyecto Pozo BC 199

Pozo BC 199

AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	38,51

AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		92.778
MARGEN EN USD		2.383.789

COSTOS TOTAL EN USD		181.126
DIFERIDA EN USD		1.004
inversiones requeridas		0
FLUJO DE CAJA		2.260.293

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
------------------------------------	---------------

VPN sin proyecto	2.018.119
-------------------------	------------------

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Anexo E Flujos de Caja VPN con Proyecto

Tabla 43. Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo AC 725

Pozo AC 725

AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	36,87

AÑO	0	1
------------	----------	----------

BLS NETOS INCORPORADOS		38.792
MARGEN EN USD		1.430.273

COSTOS TOTAL EN USD		50.016
DIFERIDA EN USD		265
inversiones requeridas		(22.701)
FLUJO DE CAJA		1.379.992

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
-----------------------------	--------

VPN con proyecto	1.209.434
VPN FINAL	17.480
TIR	60%
EFI	77%
Tiempo de Repago en días	6

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 44. Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo AC 116

Pozo AC 116		
AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	36,87
AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		92.778
MARGEN EN USD		3.420.737
COSTOS TOTAL EN USD		50.016
DIFERIDA EN USD		265
inversiones requeridas		(73.762)
FLUJO DE CAJA		3.370.455
TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%	
VPN con proyecto	2.935.573	
VPN FINAL	14.785	
TIR	44,7%	
EFI	20,0%	
Tiempo de Repago en días	8	

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 45. Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo AC 323

Pozo AC 323		
AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	36,87
AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		29.094
MARGEN EN USD		1.072.705
COSTOS TOTAL EN USD		50.016
DIFERIDA EN USD		265
inversiones requeridas		(7.175)
FLUJO DE CAJA		1.022.423
TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%	
VPN con proyecto	905.703	
VPN FINAL	33.099	
TIR	141,5%	
EFI	461,3%	
Tiempo de Repago en días	3	

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 46. Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo BC 870

Pozo BC 870		
AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	38,51
AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		158.402
MARGEN EN USD		6.100.062
COSTOS TOTAL EN USD		33.344
DIFERIDA EN USD		185
inversiones requeridas		(43.286)
FLUJO DE CAJA		6.066.533

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
-----------------------------	--------

VPN con proyecto	5.373.261
VPN FINAL	(30.440)
TIR	-----
EFI	-----
Tiempo de Repago en días	-----

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM

Tabla 47. Flujo de Caja VPN con Proyecto Pozo BC 199

Pozo BC 199

AÑO	0	1
MARGEN CRUDO	0,00	38,51

AÑO	0	1
BLS NETOS INCORPORADOS		92.778
MARGEN EN USD		3.572.894

COSTOS TOTAL EN USD		50.016
DIFERIDA EN USD		265
inversiones requeridas		(10.125)
FLUJO DE CAJA		3.522.612

TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD	12,00%
-----------------------------	--------

VPN con proyecto	3.135.064
VPN FINAL	1.116.945
TIR	346,9%
EFI	115,7%
Tiempo de Repago en días	1

Fuente: Autor. Modificado Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM