

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS FALLAS MECÁNICAS-OPERACIONALES
RECURRENTE EN EL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES
PROGRESIVAS EN LOS POZOS DEL CAMPO BONANZA**

JESUS DAVID JULIO PARRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS FALLAS MECÁNICAS-OPERACIONALES
RECURRENTE EN EL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES
PROGRESIVAS EN LOS POZOS DEL CAMPO BONANZA**

JESUS DAVID JULIO PARRA

**Trabajo de grado modalidad práctica empresarial presentada como requisito
para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

Director Ecopetrol:

ING. MARTHA ROCIO CASTRO CASTELL

Director UIS:

ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

Un trabajo como el que se llevó a cabo de tanta entrega y dedicación no solo recae en el autor sino en otras personas que hicieron que esto fuera posible y una realidad.

Hago mención especial a los siguientes:

A ECOPETROL S.A por haberme brindado la oportunidad de hacer mi práctica empresarial en la mejor empresa de los colombianos y que gracias a ECOPETROL S.A se afianzaron mis estudios en mi carrera de pregrado.

Al grupo de ingenieros que hacen parte de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) por su apoyo incondicional y por estar siempre atentos ante cualquier requerimiento pedido: Ing. Lesly Viviana González, Ing. Jessica Renata, Ing. Diana Valencia, Ing. Gabriel Julián Rendón, Ing. Raúl Cañas, Ing. Jairo Arrieta; y mención especial a la ingeniera: Martha Castro, por haber sido la gestora principal en el desarrollo de este trabajo.

Al personal operativo del Departamento de Producción SOM (supervisores, recorredores y operadores) por enseñarme el trabajo que se lleva a cabo en la operación y lo indispensable que se necesita para que un campo trabaje en óptimas condiciones.

A todo el personal en general que hace parte de la Superintendencia de Operaciones de Mares (SOM) ya que gracias a ellos aprendí cómo se maneja el trabajo en un campo de producción petrolera.

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

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

Por ultimo a mis amigos y familiares ya que gracias al apoyo de ustedes y sin su ayuda esto no fuera posible.

DEDICATORIA

A Dios por haberme brindado esta gran oportunidad en la vida y poder ser guía en noches de alegría y tristeza.

A mi madre, Edith Parra por estar siempre ahí conmigo en las buenas y en las malas apoyándome y dándome los mejores consejos en cada momento.

A mi abuela Olga Parra por sus palabras, recomendaciones y voz de aliento, una persona que siempre ha estado pendiente de mí en cada momento.

A mi familia en general por haber sido un soporte incondicional en mis estudios y gracias a ellos debo en gran parte este triunfo gracias por apoyarme.

A mis amigos de la universidad, en especial a Edgar Puentes y Brian Gil con quienes compartí la oportunidad de realizar la práctica empresarial.

A los profesores de la universidad (UIS) y el personal de ECOPETROL S.A por sus enseñanzas y lecciones.

*Mil Gracias,
Jesús David Julio Parra.*

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | 16 |
| 1. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO | 18 |
| 2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 20 |
| 3. OBJETIVOS | 22 |
| 3.1 OBJETIVO GENERAL | 22 |
| 3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS | 22 |
| 4. ALCANCE DEL PROYECTO | 23 |
| 5. GENERALIDADES DEL CAMPO BONANZA | 24 |
| 5.1 GEOLOGÍA REGIONAL | 26 |
| 5.2 ESTRATIGRAFÍA | 27 |
| 6. REFERENCIA TEORICA | 32 |
| 6.1 METODOLOGIA ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ | 32 |
| 7. METODOLOGIA ANÁLISIS DE FALLAS EN EL CAMPO BONANZA | 41 |
| 7.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y SELECCIÓN DE LOS POZOS “PROBLEMATICOS” | 41 |
| 7.2 ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LOS POZOS CRITICOS DEL CAMPO BONANZA | 88 |
| 7.3 RECOMENDACIONES TECNICAS PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LOS POZOS CRITICOS DEL CAMPO BONANZA | 126 |
| 7.4 ESTIMACION DE COSTOS ASOCIADOS A LAS FALLAS | 136 |
| 8. CONCLUSIONES | 143 |
| 9. RECOMENDACIONES | 145 |
| BIBLIOGRAFIA | 146 |
| ANEXOS | 148 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Localización del área de explotación ANH para el Campo Bonanza. | 24 |
| Figura 2. Localización Geográfica del Campo Bonanza. | 24 |
| Figura 3. Columna Estratigráfica del Área Bonanza. | 28 |
| Figura 4. Árbol Lógico de Fallas | 36 |
| Figura 5. Diagrama de Espina de Pescado (Causa - Efecto) | 36 |
| Figura 6. Diagrama de Flujo para la Identificación de las Causas. | 38 |
| Figura 7. Diagrama de Flujo para la Validación de las Causas. | 39 |
| Figura 8. Diagrama de la metodología de análisis de causa raíz implementada por el ICP – Ecopetrol S.A. | 40 |
| Figura 9. Porcentaje frecuencia de falla por elemento de subsuelo fallado en los pozos con bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza. | 48 |
| Figura 10. Estado Mecánico del pozo Bonanza 038. | 52 |
| Figura 11. Diagrama del historial de falla para el pozo Bonanza 038. | 59 |
| Figura 12. Estado Mecánico del pozo Bonanza 035. | 63 |
| Figura 13. Grafica del historial de falla para el pozo Bonanza 035. | 67 |
| Figura 14. Estado Mecánico del pozo Bonanza 039 | 71 |
| Figura 15. Grafica del historial de falla para el pozo Bonanza 039. | 77 |
| Figura 16. Estado Mecánico del pozo Bonanza 032. | 82 |
| Figura 17. Grafica del historial de falla para el pozo Bonanza 032. | 87 |
| Figura 18. Pozos Areneros Evaluados del Campo Bonanza. | 89 |
| Figura 19. Costos promedio al año asociados a la arena - Campo Bonanza. | 90 |
| Figura 20. Reporte de Prueba de Bomba Convencional 28.40-500 del Pozo BON 039. | 92 |
| Figura 21. Grafica de la Eficiencia vs la presión de levantamiento de la bomba del Pozo BON 039. | 93 |

| | |
|--|-----|
| Figura 22. Grafica de la Eficiencia vs torque. | 93 |
| Figura 23. Registro de Sonolog y de Presiones en Anulares Pozo BON 039. | 94 |
| Figura 24. Configuración de la Charge Pump Instalada en el Pozo BON 039. | 95 |
| Figura 25. Reporte de Prueba de Bomba Charge Pump 15-1800 del Pozo BON 039. | 96 |
| Figura 26. Eficiencia vs la presión de levantamiento de la bomba Charge Pump del Pozo BON 039. | 97 |
| Figura 27. Grafica de la Eficiencia vs torque de la bomba Charge Pump del Pozo BON 039. | 97 |
| Figura 28. Pulling del BHA del Pozo BON 039. | 98 |
| Figura 29. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Bomba Pozo Bon 039. | 99 |
| Figura 30. Modelo Petrofísico Pozo Bonanza 39. | 105 |
| Figura 31. UCS Calculado Para El Pozo Bonanza 39. | 107 |
| Figura 32. Distribución Granulométrica Tamaño de Partícula. | 109 |
| Figura 33. Registro de Presiones en Cabeza y Anular Caising Bonanza 039. | 110 |
| Figura 34. Perfil Longitudinal de la Línea de Flujo del Pozo Bonanza 039. | 111 |
| Figura 35. Reporte de Limpiezas de fondo realizadas al Pozo BON 038. | 113 |
| Figura 36. Proceso Hinchamiento del Elastómero de la Bomba PCP del Pozo Bonanza 038. | 114 |
| Figura 37. Fenómeno del hinchamiento en el elastómero. | 115 |
| Figura 38. Modelo Petrofísico Pozo Bonanza 38. | 117 |
| Figura 39. UCS Calculado Para El Pozo Bonanza 38. | 118 |
| Figura 40. Registro de Presiones en Cabeza y Anular Caising Bonanza 038. | 119 |
| Figura 41. Modelo Petrofísico Pozo Bonanza 32 | 121 |
| Figura 42. UCS Calculado Para El Pozo Bonanza 32. | 122 |
| Figura 43. Modelo Petrofísico Pozo Bonanza 35 | 124 |
| Figura 44. Comportamiento de la velocidad de asentamiento en el pozo Bonanza 39. | 128 |
| Figura 45. Comportamiento de la velocidad de asentamiento en el pozo Bonanza 38. | 129 |

Figura 46. Comportamiento de la velocidad de asentamiento en el pozo Bonanza

35.

130

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 1. Clasificación de causas de falla. | 33 |
| Tabla 2. Intervenciones en los pozos con bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza. | 42 |
| Tabla 3. Calculo del índice de frecuencia por elemento de subsuelo fallado y total en los pozos con bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza. | 44 |
| Tabla 4. Calculo del tiempo medio entre falla por pozo con bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza. | 45 |
| Tabla 5. Registro historial de intervenciones del pozo Bonanza 038. | 54 |
| Tabla 6. Registro historial de intervenciones del pozo Bonanza 035. | 64 |
| Tabla 7. Registro historial de intervenciones del pozo Bonanza 039. | 72 |
| Tabla 8. Registro historial de intervenciones del pozo Bonanza 032. | 83 |
| Tabla 9. Índice de Productividad de los pozos críticos para el campo Bonanza. | 128 |
| Tabla 10. Diferencia entre los Aceites Minerales y Sintéticos Usados en los Cabezales PCP. | 132 |
| Tabla 11. Periodos recomendados de re lubricación y cambio de piezas en los Cabezales PCP. | 133 |
| Tabla 12. Precios de crudo, costos y margen para el campo Bonanza para el año 2011 y 2012. | 136 |
| Tabla 13. Costos de Intervenciones para el pozo Bonanza 039. | 137 |
| Tabla 14. Costos de Intervenciones para el pozo Bonanza 038. | 138 |
| Tabla 15. Costos de Intervenciones para el pozo Bonanza 035. | 139 |
| Tabla 16. Costos de Intervenciones para el pozo Bonanza 032. | 141 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|---|-------------|
| ANEXO A Generalidades del sistema de bombeo por cavidades progresivas | 148 |
| ANEXO B. Análisis de fallas en el sistema de bombeo por PCP | 162 |

GLOSARIO

IFF: Índice de Frecuencia de Fallas.

TMF: Tiempo Medido Entre Fallas.

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

PCP: Progressive Cavity Pump.

RCA: Root Cause Analysis.

ODR: Proviene de la sigla en inglés (Original Drilling).

OCM: Proviene de la sigla en inglés (Original Completion).

WSV: Proviene de la sigla en inglés (Well Services).

Desde: Profundidad reportada en el cual se inició la limpieza de arena.

Hasta: Profundidad reportada en el cual se finalizó la limpieza de arena.

F.E (Fondo Encontrado): Es la profundidad reportada como el fondo del pozo, normalmente nombrado como “tope de sucio”.

P.B (Profundidad de la bomba): Es la profundidad a la cual se encuentra en *intake* de la bomba. Este dato permite identificar la profundidad en que estaba localizada la bomba, además indica cuando se realizó cambio de bomba aprovechando el cambio de varillas ó tubería de producción.

VARILLA P/D: profundidad reportada en el cual ocurrió desconexión o ruptura total de la varilla en cualquier sección de la misma.

TUBERÍA ROTA: profundidad reportada en el cual la tubería de producción presenta fuga, debido a grietas longitudinales o en las conexiones.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS FALLAS MECÁNICAS-OPERACIONALES RECURRENTES EN EL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN LOS POZOS DEL CAMPO BONANZA.*

AUTOR: Jesús David Julio Parra **

PALABRAS CLAVE: Sistema de Levantamiento Bombeo Cavidades Progresivas, Análisis de Causa Raíz, Análisis de Fallas, Índice de Frecuencia de Fallas, Campo Bonanza, Activo Provincia.

DESCRIPCION

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. Con el fin de lograr esto se aplicó esta metodología en específico al Campo Bonanza, de propiedad de Ecopetrol S.A. Una de las razones más relevantes para la toma de esta decisión fue que, aunque la tendencia general de falla para este campo era relativamente baja, desde el 2010 se ha presentado un aumento del índice de frecuencia de fallas, siendo el 2011 el año más crítico teniendo un IFFmayor a 1.5 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 del campo, se recopiló información de los trabajos de mantenimiento de subsuelo y se calculó el Tiempo Medido Entre Fallas (TMF) para cada pozo, seleccionando así 4 pozos que deberían ser analizados, considerados como los más críticos. A estos pozos se les identificó el modo de falla y con la ayuda del grupo de análisis de fallas de Ecopetrol S.A, recursos teóricos, evidencia física y buen criterio, se armó un paquete de recomendaciones con el propósito reducir el número de fallas presente en estos pozos críticos y para el campo Bonanza en general. Así se logró identificar el tipo de problema o problemas que se presentan en el campo y específicamente en cada pozo problema.

Basados en la idea de analizar el impacto general de atenuar la incidencia de estas fallas y aumentar el Tiempo Medido Entre Fallas en un considerable porcentaje, se analizaron los costos debido a las intervenciones que producen estas fallas y la diferiría de los mismos.

* Proyecto de Grado Modalidad Practica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director Ecopetrol: Ing. Martha Castro. Director UIS: Ing. Fernando Calvete.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ASSESSMENT OF THE FREQUENT MECHANICAL AND OPERATIONAL FAILURES FROM PROGRESSIVE CAVITY PUMPING SYSTEMS IN BONANZA FIELD.*

AUTHOR: Jesús David Julio Parra**

KEYWORDS: Progressive Cavity Pumping System, Root Cause Analysis, Failures Analysis, Failure Frequency Index, Bonanza Field, Provincia Asset.

DESCRIPTION

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. To achieve it, this methodology was implemented specifically to Bonanza Field, owned by Ecopetrol S.A. One of the most important reasons for making this decision was that, although the general trend of failure for this field was relatively low, since 2010 it has been increasing the frequency rate of failure (IFF), being 2011 the most critical year having a IFF 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 the field, information was collected maintenance of underground and the Time Between Failures (TBF) was calculated for each well, selecting 4 wells that should be analyzed, considered as the most critical ones. We identified the failure mode to these wells and with the help of the failure analysis group of Ecopetrol S.A, theoretical resources, physical evidence and good sense, armed himself a recommendations packet with the purpose to reduce the number of faults in these critical wells and all the Bonanza field. In this way it was possible to identify the type of problem or problems that arise in the field and specifically in each critical well.

Based on the idea to analyze the overall impact by a reduction of the impact of these failures and to increase the Time Between Failure in a great percentage, the costs due to the workover operations that these failures produce were analyzed and so was the cost due to the stand by of these wells.

* Work of degree – Internship Modality

** of Physical-Chemistry Engineering. Petroleum Engineering School. Director Ecopetrol: Eng. Martha Castro. Director UIS: Eng. Fernando Calvete

INTRODUCCIÓN

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 pérdidas de dinero para la empresa operadora.

Los sistemas de Bombeo por Cavidades Progresivas es uno de los métodos de levantamiento artificial con mayor prospección usado en la industria de los hidrocarburos muy comúnmente utilizado para manejar grandes caudales y por esta razón se implementó en el campo Bonanza del Activo Provincia propiedad de Ecopetrol S.A. Cuando estos sistemas de levantamiento no están adecuadamente diseñados; o son afectados por particularidades del yacimiento como propiedades de fluidos producidos, precipitación de parafinas y formación de escamas; problemas del hueco; y en general cuando no se consideran detalles característicos del pozo para instalar el diseño apropiado, los equipos y accesorios de subsuelo de pozos muestran deficiencias operacionales y fallas de diferente tipo como: fallas en la bomba, fallas en la tubería de producción, fallas en las varillas, etc.

Este campo opera con este sistema en más del 80% de los pozos 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.

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.

El trabajo de grado desarrollado, está enfocado a mostrar la problemática de los pozos. Muestra, un diagnóstico de las fallas, las causas por las cuales ocurren y sus posibles soluciones para mitigarlas.

1. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El campo Bonanza perteneciente al activo Provincia constituye uno de los campos de mayor prospección dentro de la Gerencia Regional del Magdalena Medio. Por ello, en los últimos años se han iniciado campañas de perforación con buenos resultados; en el año 2011 la superintendencia ejecutó un plan de desarrollo agresivo con el objetivo de adicionar volúmenes y reservas desde varios frentes (Perforación, Workover y recuperación secundaria) con miras a incrementar el recobro del campo, que actualmente es de 12,5% y se quiere llevar hasta el 25%.

En lo concerniente al proyecto de workover y de recuperación secundaria, durante el año 2009 se adelantaron varias instalaciones de PCP que mostraron excelentes resultados en producción (En promedio incremento de 30 BOPD en cada pozo). Estos buenos resultados motivaron en los siguientes años el cambio de sistema de levantamiento PCP en 8 pozos que operaban en Gas Lift y el inicio en producción con este sistema de los pozos nuevos del área, con el objetivo de que este sistema de extracción permita manejar los volúmenes de líquido que se esperan obtener con el efecto de la inyección de agua que se encuentra en fase II.

Por tanto el sistema PCP se convirtió en el sistema de levantamiento predominante en el área de Bonanza; posteriormente se empezaron a presentar fallas de subsuelo frecuentes en dichos pozos, evidenciando la necesidad de revisar la causa de las mismas para disminuir las pérdidas de producción y los costos de intervención de los equipos.

De acuerdo a lo anterior en este trabajo se pretende realizar un análisis de causa raíz de los pozos con fallas recurrentes en el sistema de levantamiento por cavidades progresivas del campo Bonanza, para hallar las razones y malos

actores que las ocasionan, y dar las recomendaciones necesarias para lograr mitigarlas.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo Bonanza es uno de los campos que forman parte del activo provincia, el cual se constituye como el activo con más producción de la Gerencia Regional del Magdalena Medio de ECOPETROL S.A, conformado por los campos Provincia (Conde, Santos, Suerte y Sabana), Tisquirama-San Roque y el campo en estudio, Bonanza; el cual está constituido por 32 pozos activos en total, con 26 de ellos como productores, 1 pozo abastecedor de agua y 5 pozos que fueron convertidos de productores a inyectores, los productores distribuidos por tipo de bombeo en : cavidades progresivas 21 pozos, sistema gas lift 3 pozos, 2 pozos en bombeo mecánico y el pozo captador que funciona con bombeo electrosumergible; es de observar que el sistema de levantamiento predominante es el de cavidades progresivas con un porcentaje algo más del 80%, y aunque este sistema no fue con el que inició en desarrollo el campo, actualmente se constituye como el principal mecanismo de extracción, lo que conlleva a la necesidad de un estudio detallado de las fallas presentes, basándose en la premisa de que con la utilización diaria de estos equipos, y con las condiciones de operatividad a que son sometidos, estos sistemas son susceptible a múltiples fallas, tanto de subsuelo como de superficie, por esta razón es indispensable analizar las evidencias y las causas principales que conllevan a una disminución en la producción causando una considerable diferida en la gerencia.

La primordial tarea del investigador es analizar las principales causas de estas fallas y recomendar acciones correctivas basándose en conocimientos teóricos y el comportamiento del sistema de levantamiento en los diferentes pozos del campo, teniendo en cuenta un procedimiento de análisis de causa raíz mediante el cual se planten las hipótesis y se confirme alguna de ellas, con las evidencias halladas.

Para el caso práctico de este proyecto se mostrará cómo llegar a la causa raíz de la falla en los equipos de subsuelo del sistema de cavidades progresivas en el campo Bonanza y como recomendando acciones correctivas mitigar el problema, encontrando otras oportunidades de mejora para el proceso describiendo el costo beneficio de realizar o no las recomendaciones.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar los principales modos y mecanismos de falla de subsuelo recurrentes en el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en los pozos del campo Bonanza con el fin de establecer la causa raíz de la falla y generar las recomendaciones necesarias para mitigarlas.

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar la información histórica obtenida de todos los registros estadísticos de las fallas PCP en los equipos de subsuelo de los pozos del campo Bonanza, para identificar el componente con más frecuencia de falla.
- Recopilar la bibliografía sobre los procedimientos existentes de análisis de causa raíz y seleccionar una metodología para realizar este trabajo.
- Revisar las muestras de los componentes fallados, los parámetros operativos utilizados y los antecedentes de las fallas, y con ello identificar el principal mecanismo de falla en los pozos del campo Bonanza.
- Realizar el análisis de causa raíz a los pozos con fallas recurrentes de acuerdo con la metodología elegida.
- Establecer las recomendaciones necesarias para reducir las fallas en los equipos de subsuelo y evitar las pérdidas de producción y los costos asociados a ella.

4. ALCANCE DEL PROYECTO

Determinar mediante un análisis técnico, las recomendaciones operativas para mitigar las fallas de subsuelo más recurrentes presentes en el sistema de bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza, logrando de esta forma optimizar el proceso, incrementar la vida útil de los equipos y disminuir los requerimientos de varilleo correctivos.

5. GENERALIDADES DEL CAMPO BONANZA

El Campo Bonanza está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Departamento de Santander, municipio de Rionegro, aproximadamente 320 Km. al NW de la Capital Bogotá y 40 Km. de la Población de Barrancabermeja. (Figura 1 y 2).

Figura 1. Localización del área de explotación ANH para el Campo Bonanza.

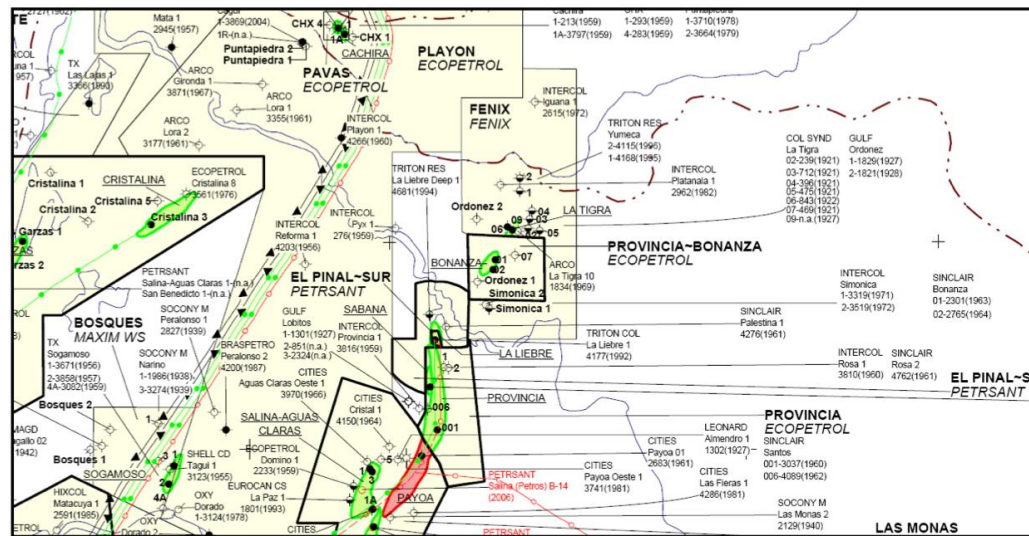
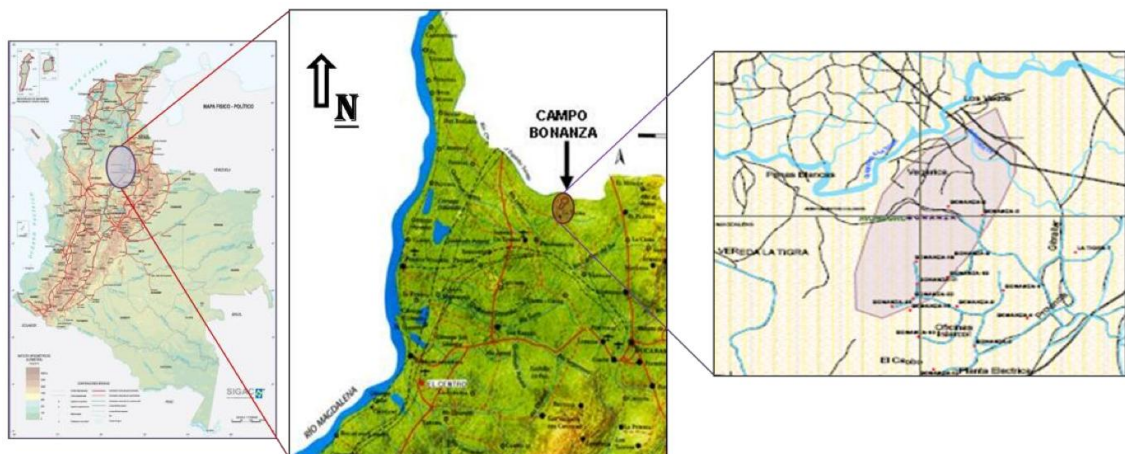


Figura 2. Localización Geográfica del Campo Bonanza.



Fuente. Informe Plan de Desarrollo del Campo Bonanza 2010.

La explotación del campo Bonanza se inició en el año de 1955 cuando la compañía Internacional Petroleum Ltda. (Intercol) firmó el contrato de Concesión 605, localizado dentro del anticlinal asimétrico de Bonanza. El 9 de Septiembre de 1963, se perforó el pozo Bonanza 1 alcanzando una profundidad de 7.550 pies MD en las areniscas basales del Eoceno. El pozo se probó en Enero 6 de 1964 en las areniscas de la formación Mugrosa, aportando 550 BOPD de 22oAPI con una relación Gas-Aceite de 175 PCN/BN. Posteriormente el pozo Bonanza 2 fue perforado hasta una profundidad de 9.073 pies MD alcanzando el Cretáceo y pasando nuevamente a las formaciones Terciarias antes de su profundidad final en el flanco Sur-este de la estructura; encontrando areniscas de las formaciones Lisama y Esmeraldas en agua y resultando productor de la Formación Mugrosa. El periodo de explotación para la Concesión 605 se inició el 2 de Noviembre de 1962. El campo inició explotación comercial en Enero de 1964. Posteriormente, Intercol compró la totalidad de las acciones a Sinclair Colombia Oil y a la British Petroleum Co. y se hizo cargo de toda la operación a partir del primero de Enero de 1971, continuando con la explotación del campo hasta su reversión. Finalmente, el área de Concesión 605 revirtió a la Nación el 10 de Noviembre de 1992; tomando la administración de los mismos la Empresa Colombiana de Petróleos, hoy ECOPETROL S.A. A partir de la reversión, ECOPETROL S.A. adelantaron campañas de reacondicionamiento de pozos que permitieron mantener la producción del Campo en un promedio de 500 BOPD. Entre 2006 y 2007 se perforaron 8 pozos (Bonanza 24 al 31), que sumado a otros trabajos de reacondicionamiento han permitido llevar los niveles de producción a los actualmente observados (1.100 - 1200 BOPD año 2010). Sin embargo, en la campaña de perforación adelantada se han observado bajos potenciales (promedio 100 BOPD) y bajas presiones (300 – 500 Psi) en los yacimientos productores, lo que evidencia la pérdida de energía, y señala la necesidad de implementar un proceso de recuperación secundaria que permita incrementar de manera significativa el factor de recobro y los niveles de productividad del Campo Bonanza. En el campo se han perforado hasta la fecha 31 pozos, todos

productores, de los cuales 6 se han abandonado por problemas mecánicos y/o bajo potencial de producción (Bonanza 4, 6, 7, 9, 13 y 14). Los 25 restantes permanecen activos.

Luego del inicio de la explotación comercial en 1952, el Campo Bonanza alcanzó su máxima producción en Mayo de 1971, con 3413 BOPD. A Julio de 2011, la producción promedio del campo es de 1954 BOPD, con 60 BWPD que corresponden a un corte de agua de 2.8%, y 1.385 MMPCD de gas, para un GOR de 709 SCF/BOPD.

Teniendo en cuenta el comportamiento de la producción primaria (Declinación de producción y presión, BSW y GOR), se identifica como mecanismo primario de producción para los yacimientos Formación Mugrosa y Formación Esmeraldas el de Gas en Solución. No se ha evidenciado la presencia de un acuífero de alta actividad en los flancos de la estructura, ni un efecto significativo de segregación gravitacional a pesar de los altos buzamientos de los yacimientos hacia el flanco de la estructura. Tampoco se ha evidenciado la presencia de una capa de gas significativa a pesar de la alta declinación de la presión de ambos yacimientos.

5.1 GEOLOGÍA REGIONAL

El Campo Bonanza está localizado en la margen oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena y hace parte del tren de producción dirección SW-NE de la cuenca. Consiste de una estructura anticlinal, con orientación N-S, asociado a una falla de carácter inverso convergencia al oeste. Las dimensiones de la estructura son: 5 Km de longitud y 3 Km de ancho aproximadamente.

5.2ESTRATIGRAFÍA

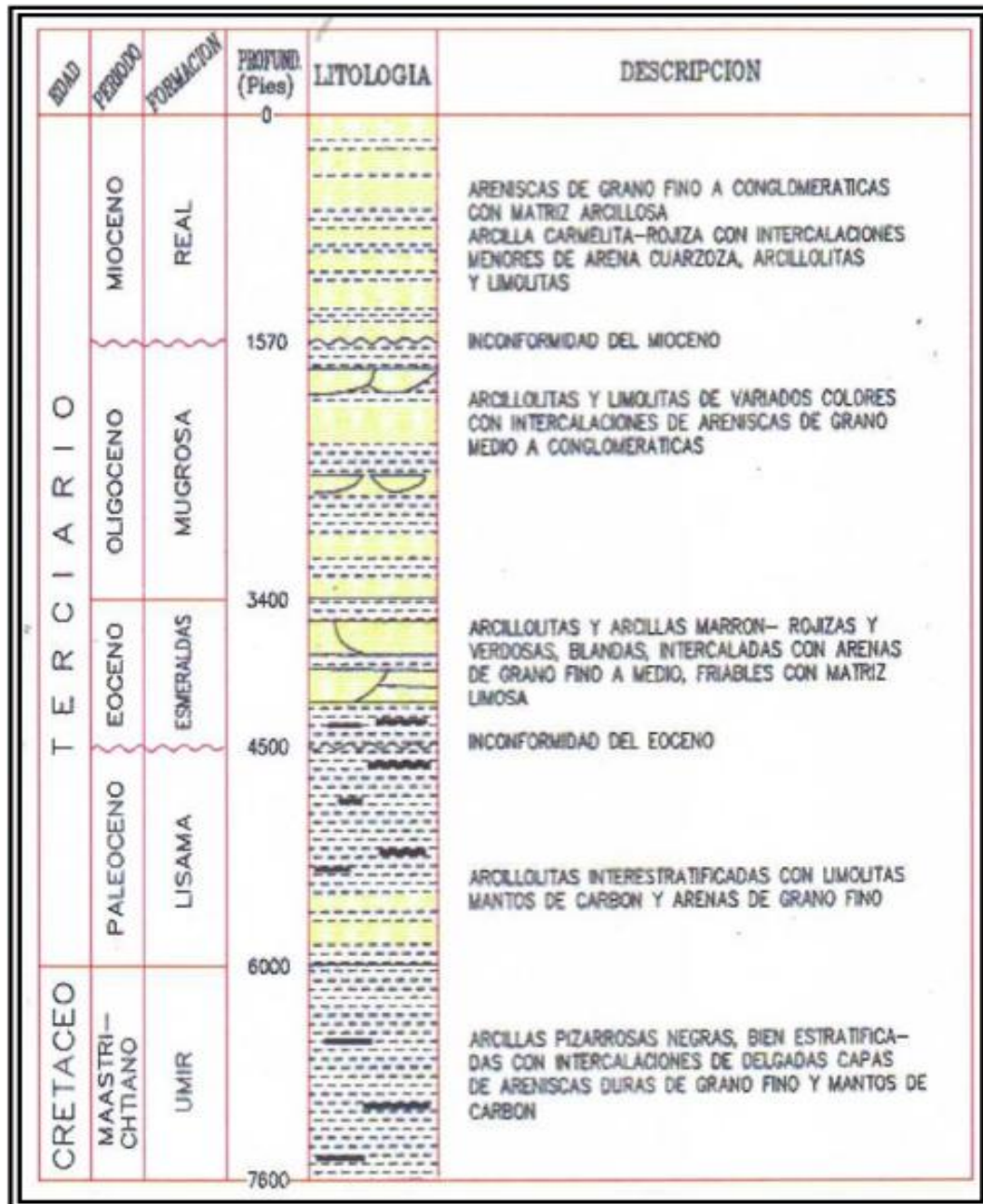
La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Provincia, corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las formaciones Lisama (Paleoceno), Esmeraldas – La Paz (Eoceno), Mugrosa (Oligoceno) y Real (Mioceno) (Figura 3).

En la Figura 3 se hace una breve descripción de base a tope de las formaciones atravesadas por los pozos del área. La estratigrafía corresponde especialmente a secuencias sedimentarias que en algunos casos son rocas reservorios asociadas a edad Terciaria, además hay presencia de rocas de edad Cretácica. El Campo Bonanza presenta una inconformidad de edad Miocena que corta las unidades reservorio en la cresta de la estructura.

SECUENCIA CRETACICA

Formación Umir: La parte inferior de esta formación está compuesta por arcillas oscuras, gris azulosas a negras con láminas delgadas carbonáceas. La unidad inferior se caracteriza por la presencia de delgadas láminas ferruginosas, lentes y pequeñas concreciones de hierro. La parte superior está constituida por delgadas capas de shales oscuros, intercalados con delgadas capas de carbón y arenas de grano muy fino a limo.

Figura 3. Columna Estratigráfica del Área Bonanza.



Fuente. Informe Plan de Desarrollo del Campo Bonanza 2010.

SECUENCIA TERCARIA

Gran parte de las unidades sedimentarias Terciarias fueron depositadas en un ambiente transicional y continental de aguas frescas. Estas unidades consisten principalmente de sedimentos clásticos de grano fino a grueso, alternando con

arcillas, limos y delgados mantos de carbón. Los sedimentos fueron transportados dentro del valle, principalmente por corrientes fluviales de variado régimen energético. Los materiales gruesos fueron depositados como deltas o abanicos alrededor de la desembocadura de los ríos y los materiales medios a finos a lo largo de los espacios entre la desembocadura de los ríos. Asociados a estos deltas se forman una serie de lagos y pantanos donde se generaron depósitos clásticos de baja energía y de aguas frescas. Esto puede ayudar a explicar los cambios abruptos en el tamaño de grano y litología que caracterizan los depósitos terciarios en este sector. Comprende la Formación Lisama, los Grupos Chorro (Formaciones La Paz y Esmeraldas), Chuspas (Formaciones Mugrosa, Colorado) del Terciario inferior y el Grupo Real (Terciario superior). (ECOPETROL, 2001).

Formación Lisama (Paleoceno): Esta formación representa un ambiente transicional, de un medio marino somero a uno continental. Constituida principalmente de shales y arcillas de varios colores (rojas, marrones, azules y moteadas), con intercalaciones de capas de arena de grano fino, de colores gris claro, gris verdoso y marrón, con estratificación cruzada y secuencias granocreciente. Esta formación presenta delgados mantos de carbón. Los estratos de arena son hacia la base de la unidad (pozos Bonanza 11, 14, 15 y 23). El contacto entre estos cuerpos de arenas y las arcillas es erosional. Los cuerpos arenosos de esta unidad se encuentran asociados a ríos meandriformes de un ambiente de depósito dominado por canales distributivos en una superficie deltaica. También se pueden presentar depósitos de boca de canal, frente deltaico y crevasse splay; donde la continuidad de las arenas es interrumpida por intercalaciones de material fino.

Formación La Paz (Eoceno): Esta formación no está presente en el sector del campo de Bonanza, ya que se acuñó y desapareció al Sur - Oriente del área del Campo. El acuñamiento de estos sedimentos fue causado posiblemente por

procesos erosivos y/o a procesos no depositacionales debidos a movimientos tectónicos que afectaron la paleotopografía.

Formación Esmeraldas (Eoceno): Comprende la parte superior del Grupo Chorro; su litología es principalmente arcillolitas de colores gris, gris oscuro, localmente rojas y marrón moteadas, con intercalaciones de capas de arenas de grano fino, de color gris claro a gris verdoso y micáceas; existen delgadas capas de carbón localmente presentes dentro de la columna estratigráfica (unidad 1 sector de Bonanza). Las arenas de la Formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldspatos que las de la Formación La Paz, pero es característico un mayor contenido de mica moscovita.

Formación Mugrosa (Oligoceno): Constituida por arcillolitas de colores grises y púrpura, intercaladas con delgadas capas de arena de grano fino a medio y con menores intercalaciones de shales rojizos moteados. Las capas de arena son más evidentes a la base de la unidad. El contacto superior con la Formación Real es discordante, evidenciado por la desaparición de la Formación Colorado en el campo Bonanza (Tomado de aplicación de tecnologías para incrementar la producción en campos maduros – ATIP).

Formación Colorado (Oligoceno): Esta unidad no está presente en el campo Bonanza, ya que fue erosionada por la inconformidad del Mioceno a la base de la Formación Real. El ambiente de sedimentación definido es de tipo fluvial – meandriforme, en el que las facies gruesas fueron depositadas en regímenes de flujo alto, como pueden ser canales o canales de crevasse, migrando transicionalmente a facies finas dependientes de un régimen de flujo bajo de depósitos de lagos y llanuras de inundación culminando con un evento de máxima acomodación conocido como Horizonte Fosilífero de La Cira Shale.

Formación Real (Mioceno): Consiste de conglomerados con chert interestratificados con capas de arenas conglomeráticas con estratificación cruzada y capas de shales grises, azules y moteados. La disminución de las intercalaciones de arenas y la presencia de gruesas capas de carbón interestratificados en sectores al norte de la cuenca indican una disminución de energía del medio de transporte. El contacto con la infrayacente Unidad Mugrosa es erosivo y con una discordancia angular, generada como resultado del levantamiento de la cordillera Oriental durante el Mioceno. La Formación Real presenta un ambiente de sedimentación continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales.

6. REFERENCIA TEORICA

6.1 METODOLOGIA ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ

“Por falta de método, los resultados nunca se obtuvieron; y por no haber descubierto la causa, los problemas siguieron”¹

Cuando ocurre una falla, ésta se percibe a través de ciertas manifestaciones o síntomas, no siendo la misma situación para la causa de falla. Esto lleva en muchas oportunidades a actuar sobre las consecuencias y no sobre la raíz del problema, de modo que la falla vuelve a repetirse una y otra vez.

El análisis de causa raíz es una metodología dirigida a la solución de problemas, basada en un razonamiento deductivo (lógico), que permite identificar las causas físicas, humanas y latentes de cualquier tipo de falla que ocurre tanto crónicamente como esporádicamente. La realización de este análisis se basa en el supuesto de que los problemas se resuelven mejor al tratar de corregir o eliminar las causas raíz, en vez de simplemente tratar los síntomas evidentes de inmediato. Por su estructura este método es un proceso que consume tiempo y recursos por lo cual se debe establecer desde un principio si el incidente requiere su realización o no (La matriz de evaluación de riesgo permite identificar cuando un análisis RCA debe realizarse).

A pesar que este análisis en principio es un método reactivo (el análisis se realiza después que el evento haya ocurrido) de detección de problemas y solución. Al ganar experiencia, este se convierte en un método pro-activo.

¹ Acciones correctivas, preventivas y de mejora – Universidad Autónoma de Yucatán (Marzo 2008).

Esto significa que con una correcta aplicación de la metodología se es capaz de prever la posibilidad de un evento, incluso antes de que pudiera ocurrir. Otros beneficios asociados a este método son:

- Proporcionar la capacidad de reconocer un patrón de fallas y evitar la repetición de las mismas.
- Aumentar la confiabilidad, disponibilidad, rentabilidad, mantenibilidad y seguridad de los equipos.
- Mejorar las condiciones de seguridad industrial y evita tiempos no productivos innecesarios.
- Disminuir el número de incidentes, reduce los impactos ambientales y los accidentes.
- Minimizar las pérdidas de producción y costos de mantenimiento.

a. TIPOS DE CAUSAS DE FALLAS

Existen tres tipos de causas que deben ser identificadas durante el desarrollo de la aplicación del análisis de causa raíz:

Tabla 1. Clasificación de causas de falla.

| Tipos de Causas de Falla | |
|--------------------------|--|
| Físicas | Es la causa tangible de por qué está ocurriendo la falla y generalmente provienen de una causa raíz humana o latente. Son las más fáciles de tratar y siempre requieren verificación. Sin embargo, corrigiendo solo la causa física no garantiza que se encontrará la causa raíz de la falla, sino un punto de partida para localizarla. |
| Humanas | Aquí se encuentran todos los errores originados por un error humano que está relacionado con acciones individuales (ó grupales) inapropiadas de quienes operan el equipo que presenta la falla. Nace por la ausencia de decisiones acertadas, que pueden ser por convicción u omisión. Esta es una de las categorías en la que se pudiera encontrar la causa raíz de la falla. |
| Latentes | Lo conforman todas aquellas causas que existen pero que no se manifiestan; entre ellos: equipos defectuosos, personal de mantenimiento sin capacitación, inapropiados procedimientos de operación, etc. En ciertas ocasiones estas causas afectan más que el problema que se está estudiando, ya que pueden generar circunstancias que ocasionan nuevas fallas. |

Fuente. Cuadro realizado por el autor.

b. METODOLOGIA

El análisis de causa-raíz no es una única metodología bien definida, hay muchas técnicas comúnmente utilizadas en el medio para el análisis y solución de problemas; en donde su selección depende del tipo de problema y datos disponibles. Aunque en resumen, todas tienen el mismo fin, que consiste en:

“Eliminar la causa real o potencial que provocó o puede provocar una no conformidad o problema”

Los pasos a seguir en la metodología varían según los diferentes autores:

- Análisis 4P.
- Inferencia Bayesiana.
- Análisis de cambios.
- Análisis árbol factor causal.
- Análisis causa – efecto (Diagrama de Ishikawa).
- Diagnóstico de problemas RPR (*Rapid ProblemResolution*).
- Lluvia de Ideas.
- Análisis de los modos de falla y efectos (FMECA).
- Análisis de Los 5 porqué.
- Análisis del árbol de fallas.
- Análisis de Pareto.

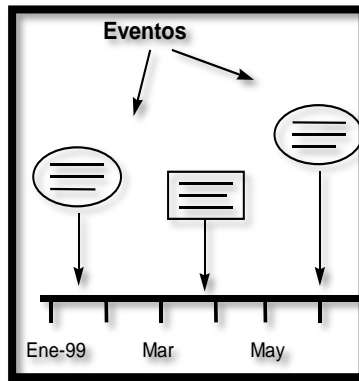
A continuación se presenta una breve descripción de las técnicas mas usadas en la realización de la metodología ACR²:

1. Recolección de Datos: Esta técnica se usa desde el principio y durante todo el proceso de la metodología. Consiste en la recopilación de información de diferentes fuentes, en diversas formas y de calidad variada. La calidad de la información es lo más importante del éxito de este proceso (éxito = eliminación de las causas). Esta técnica se usa para asegurar que el proceso se base en hechos y no en opiniones, corazonadas o suposiciones.

² Manual Para Aplicación De La Metodología De Análisis De Causa Raíz Para La Solución De Problemas- Ecopetrol S.A

2. Lluvia de Ideas: Se trata de un método desarrollado por Alex .F. Osborne en los años 1941, en donde grupos de personas generan tantas ideas como sea posible en un período muy breve aprovechando la energía del grupo y la creatividad individual.

La lluvia de ideas es muy útil cuando se trata de generar ideas sobre problemas, aspectos para mejorar, posibles causas, otras soluciones y oposición al cambio.



3. Línea de Tiempo: Consiste en un gráfico o una lista indicando el orden en que se dieron los eventos. Es muy útil cuando las Fuentes de los datos son separadas (2 entrevistados por ejemplo) o cuando varios eventos se presentan muy cercanos en el tiempo ó también cuando se observa un problema a largo plazo y se revisa la historia.

4. Diagrama de Causa – Efecto: El Diagrama de Causa y Efecto desarrollado por Apollo Associates (consultoría de ACR) es probablemente la herramienta ACR más útil y más utilizada. Es una técnica que es fácil de aprender y puede usarse virtualmente en cualquier situación (Ver figura 4).

5. Árbol Lógico de Fallas: La herramienta de Árbol Lógico de falla permite representar gráficamente las relaciones de causa y efecto que nos conduce a descubrir los eventos de falla y cuál fue la causa raíz del problema. Aquí las

hipótesis son verificadas con base en hechos, lo cual facilita la identificación de las causas raíz Físicas, Humanas y Latentes (Ver figura 5).

Esta es la herramienta que se usará en el análisis de pozo Bonanza 39.

Figura 4. Árbol Lógico de Fallas

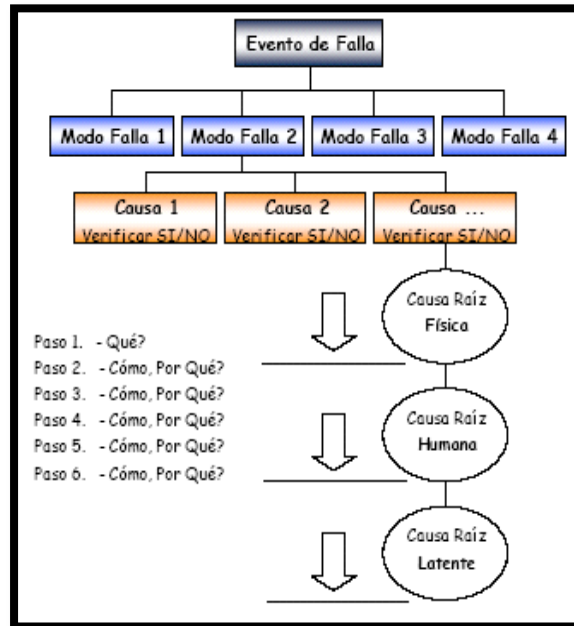
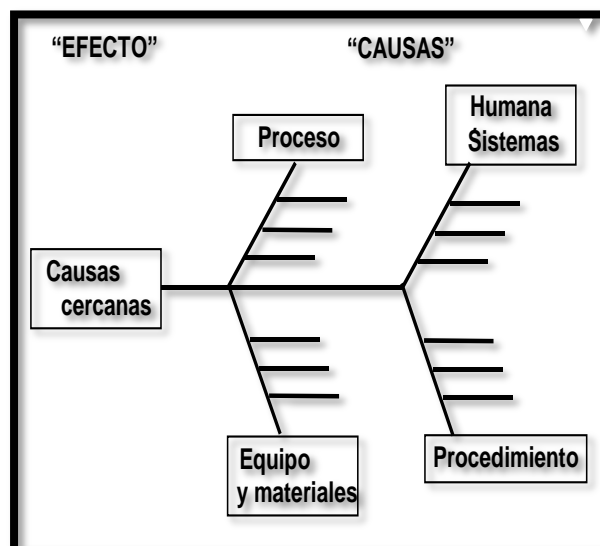


Figura 5. Diagrama de Espina de Pescado (Causa - Efecto)



Con el propósito de la búsqueda de mejoras y solución de problemas, **ECOPETROL S.A.**, ha implementado la aplicación de la metodología Análisis Causa Raíz utilizando la técnica desarrollada por el instituto colombiano de petróleos (ICP), siendo la más exitosa en la solución de problemas y minimización de impactos producidos por fallas, no solo por sus excelentes resultados si no por su facilidad de aplicación y aprendizaje.

La metodología implementada por el ICP – ECOPETROL S.A está definida por un procedimiento de trabajo de 3etapas básicas. Este proceso inicia analizando el problema y termina con la selección de la solución más equilibrada posible, los pasos a seguir son los siguientes:

1. Análisis del problema

Esta etapa se enfoca a la identificación clara y rigurosa del problema, como también a su posterior definición; reconociendo los síntomas de la falla, el equipo que falló, la ubicación y el tipo de falla.

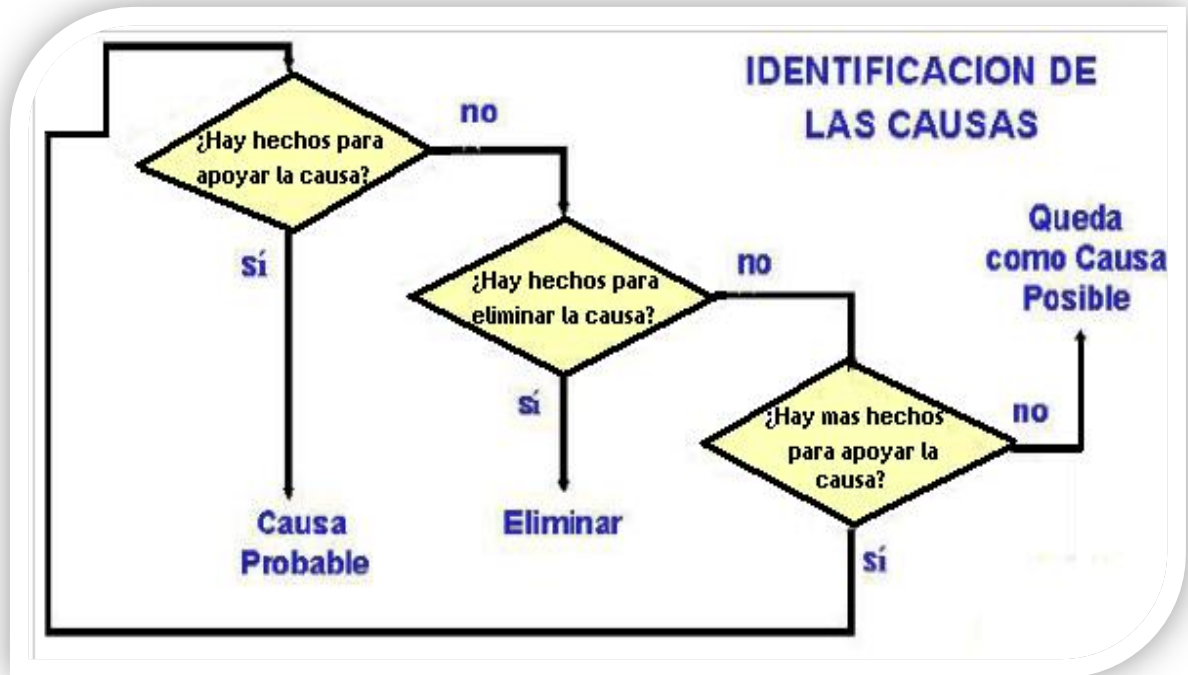
2. Análisis de causa raíz del problema

Esta fase se enfoca en la búsqueda metódica de la(s) causa(s) del problema. Esta etapa se divide en 3 sub-etapas:

2.1. Análisis de todas las causas posibles: el objetivo de esta etapa es determinar tantas causas como sea posible del problema, resultando como producto final un listado de todas las causas posibles que hubieran podido generar el problema identificado en la etapa anterior.

2.2. Validación de las causas posibles: el propósito de esta etapa es determinar cuál de todas las causas posibles formuladas en el ítem anterior tienen evidencias ó hechos que la soportan; con el objetivo de “filtrar” la información , eliminando aquella que no es verificable ó no lógicamente soportada para finalmente identificar las causas raíz más probables.

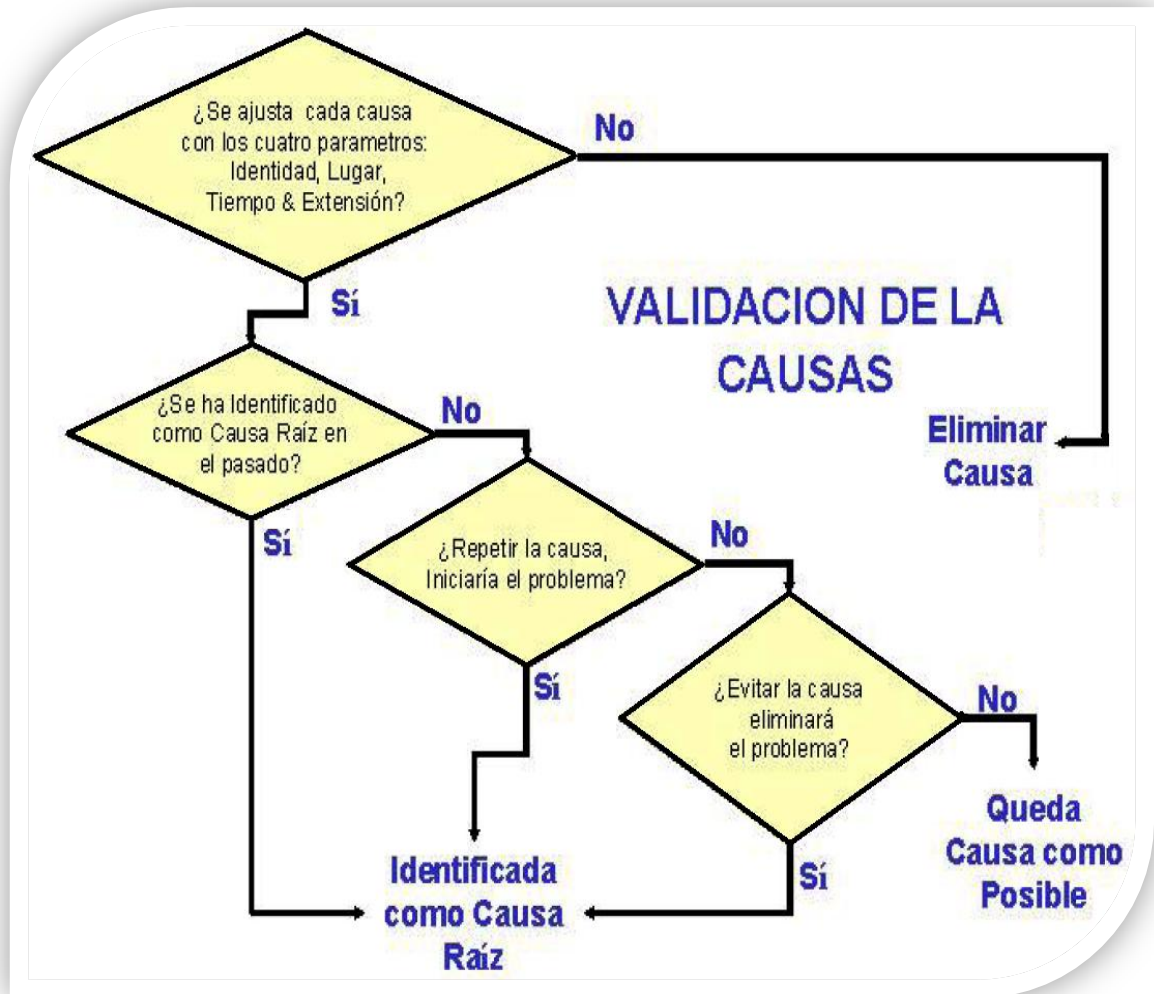
Figura 6. Diagrama de Flujo para la Identificación de las Causas.



Fuente. Manual Para Aplicación De La Metodología De Análisis De Causa Raíz Para La Solución De Problemas- Ecopetrol S.A

2.3. Identificación y verificación de la causa raíz: en esta etapa todas aquellas causas que concuerdan con la definición inicial del problema y lo verifican, se convierten en causas raíz. El propósito de la verificación es mantener un enfoque basado en hechos y no en suposiciones; asegurando que las causas remanentes estén vinculadas con el problema.

Figura 7. Diagrama de Flujo para la Validación de las Causas.



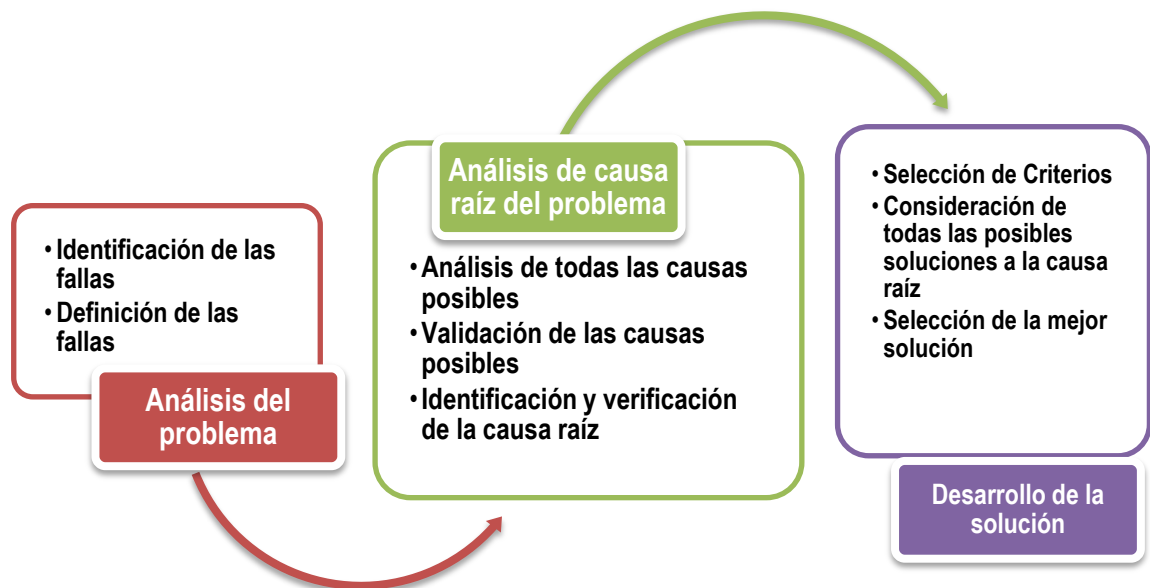
Fuente. Manual Para Aplicación De La Metodología De Análisis De Causa Raíz Para La Solución De Problemas- Ecopetrol S.A

3. Desarrollo de la solución

En esta etapa El objetivo es seleccionar la solución al problema más equilibrada posible (una que elimina la causa sin crear problemas nuevos/peores, ya que Muchas de las causas de un problema pueden también ser origen de causas de otros problemas). Esta fase está dividida en tres sub-fases:

- 3.1. Selección de Criterios:** El objetivo es definir los factores específicos que deben ser satisfechos por la solución. Establecer claramente que es lo que se necesita solucionar y su grado de aceptación.
- 3.2. Consideración de todas las posibles soluciones a la causa raíz:** El propósito de generar Soluciones Alternativas es asegurarse que se está analizando más ampliamente la solución al problema. Esta etapa se enfoca en buscar soluciones desde otros puntos de vista.
- 3.3. Elección de la mejor solución:** Es la fase final en el proceso de solución de problemas operacionales. Este proceso involucra: especificar que es lo que se desea alcanzar, especificar los mínimos requisitos de la solución, evaluar y comparar los resultados y entender los riesgos y beneficios asociados con cada solución.

Figura 8. Diagrama de la metodología de análisis de causa raíz implementada por el ICP – Ecopetrol S.A.



Fuente. Diagrama realizado por el autor con información tomada de Manual para la aplicación de la metodología de análisis de causa raíz para la solución de problemas - ECOPETROL.

7. METODOLOGIA ANÁLISIS DE FALLAS EN EL CAMPO BONANZA

7.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y SELECCIÓN DE LOS POZOS “PROBLEMATICOS”

La mayoría de las fallas asociadas a los sistemas de levantamiento artificial pueden ser atribuidas a cualquiera de los tres componentes de subsuelo en el pozo: **bomba, varilla de bombeo o tubería de producción**. Una falla en la bomba, varilla de bombeo o tubería de producción se define como un evento catastrófico que requiere que el personal de servicio retire o cambie uno o más de estos componentes³. Por lo anterior, se define la tasa de frecuencia de fallas como la cantidad total de fallas de componentes que ocurren por pozo, por año. Aquellos pozos productores con altas tasas de frecuencias de fallas a menudo se clasifican como pozos “problemáticos” y las prácticas eficaces del grupo de análisis de falla pueden significar la diferencia entre operar y abandonar estos pozos. La gestión de fallas incluye prevención, identificación, implementación y registro de la causa de cada falla.

Para determinar la frecuencia de fallas de un pozo, se agrupa cada falla en uno de los elementos de subsuelo antes mencionados, se suma el total en el año y se dividen por el número total de pozos operando.

$$IFF \text{ (Indice de Frecuencia de Falla)} = \frac{\text{Fallas}}{\text{Numero de Pozos Activos}}$$

Calculando la frecuencia de falla de un pozo por elemento fallado, se puede calcular la *frecuencia total de fallas*, definida como:

³ Análisis de fallas en varillas de bombeo – Norris (www.norrisrods.com)

Frecuencia Total de Fallas = Frecuencia de fallas en la bomba + Frecuencia de fallas en las varillas de bombeo + Frecuencia de fallas en la tubería de producción.

$$FT \text{ (frecuencia total de fallas)} = ffb + ffv + fft$$

Acorde a las definiciones anteriores, se ha realizado un análisis de frecuencia de fallas para el campo Bonanza con el fin de determinar los pozos ‘problemáticos’, es decir, aquellos con mayor índice de frecuencia de fallas.

De igual manera con la ayuda del registro histórico de las intervenciones se determinó la principal causa o modo de falla causante de todos los trabajos de workover y varilleo correctivo.

Tabla 2. Intervenciones en los pozos con bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza.

| Pozo | Año | | | | | |
|---------|------|-------------------|-------------------|-----------------------------------|---|---|
| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| BON 003 | | | | | | |
| BON 008 | | | | | | |
| BON 010 | | | | | Limpieza de Arena | |
| BON 011 | | | | Tubo Roto / Cambio de Bomba | Flushing / Limpieza de Arena Varilla con Pin Malo Limpieza de Arena | |
| BON 017 | | | | | | |
| BON 019 | | | | | Flushing | Limpieza Arena Flushing / Limpieza Arena |
| BON 020 | | | | | Cambio de bomba | Cambio de Bomba |
| BON 021 | | Limpieza Arena | Limpieza Arena | | Flushing/Cambio CabezalVarilla desconectada/Limpieza Arena | |
| BON 024 | | | | | | |
| BON 025 | | | | Tubo Roto / Limpieza Arena | | |
| BON 026 | | | | Limpieza Arena Flushing X2 | Flushing X4 | |

| Pozo | Año | | | | | |
|---------|-----|----------------|----------------------------|----------------------------|---|--|
| BON 027 | | | Tubo Roto / Limpieza Arena | Tubo Roto / Limpieza Arena | Tubo Roto / Limpieza Arena X2 | Tubo Roto / Limpieza Arena |
| BON 028 | | | Flushing | Tubo Roto / Limpieza Arena | Varilla desconectada/Limpieza Arena | |
| BON 030 | | Limpieza Arena | Limpieza de Arena | Limpieza Arena | Limpieza Arena | |
| BON 031 | | | | Limpieza Arena X2 Flushing | Flushing X2 Limpieza Arena | |
| BON 032 | | | | | Flushing / Limpieza Arena X2 | Tubo Roto |
| BON 033 | | | | | | |
| BON 035 | | | | | Tubo Roto / Limpieza Arena Flushing/Varilla Partida | Flushing Limpieza Arena |
| BON 036 | | | | | | |
| BON 037 | | | | | | Tubo Roto/Limpieza Arena |
| BON 038 | | | | | Flushing / Limpieza Arena X2 Flushing X2 | Flushing/Limpieza Arena X2 Flushing X2 |
| BON 039 | | | | | Flushing X2 Flushing / Limpieza Arena X3 Tubo Roto / Limpieza Arena | Flushing Estimulación Química (Sand Aid) |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de la base de datos Open Wells – Ecopetrol S.A

Es de aclarar que el anterior cuadro de intervenciones para el campo Bonanza incluye la totalidad de las intervenciones debidas a fallas en los elementos de subsuelo de la bomba que han tenido desde su completamiento inicial ó conversión a PCP (celdas de color azul) hasta la fecha., descartando aquellas *intervenciones programadas*.

Tabla 3. Calculo del índice de frecuencia por elemento de subsuelo fallado y total en los pozos con bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza.

| 2008 | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-----------------------|------------|-------------------|-----------------------|------------|-----------------------|-----------------------|------------|--------------|------------------|----------------|
| Bomba de Subsuelo | | | Varilla de Bombeo | | | Tubería de Producción | | | Total | | |
| Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffb</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffv</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>fft</i> | Total Fallas | N° Pozos Activos | <i>fftotal</i> |
| 2 | 2 | 0,333 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 6 | 0,333 |

| 2009 | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-----------------------|------------|-------------------|-----------------------|------------|-----------------------|-----------------------|------------|--------------|------------------|----------------|
| Bomba de Subsuelo | | | Varilla de Bombeo | | | Tubería de Producción | | | Total | | |
| Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffb</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffv</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>fft</i> | Total Fallas | N° Pozos Activos | <i>fftotal</i> |
| 3 | 3 | 0,333 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0,111 | 4 | 9 | 0,444 |

| 2010 | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-----------------------|------------|-------------------|-----------------------|------------|-----------------------|-----------------------|------------|--------------|------------------|----------------|
| Bomba de Subsuelo | | | Varilla de Bombeo | | | Tubería de Producción | | | Total | | |
| Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffb</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffv</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>fft</i> | Total Fallas | N° Pozos Activos | <i>fftotal</i> |
| 7 | 3 | 0,7 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | 0,4 | 11 | 10 | 1,1 |

| 2011 | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-----------------------|-------------|-------------------|-----------------------|------------|-----------------------|-----------------------|------------|--------------|------------------|----------------|
| Bomba de Subsuelo | | | Varilla de Bombeo | | | Tubería de Producción | | | Total | | |
| Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffb</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffv</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>fft</i> | Total Fallas | N° Pozos Activos | <i>fftotal</i> |
| 26 | 12 | 1,18 | 3 | 3 | 0,136 | 4 | 3 | 0,181 | 33 | 22 | 1,50 |

| 2012 | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-----------------------|------------|-------------------|-----------------------|------------|-----------------------|-----------------------|------------|--------------|------------------|----------------|
| Bomba de Subsuelo | | | Varilla de Bombeo | | | Tubería de Producción | | | Total | | |
| Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffb</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>ffv</i> | Total Fallas | N° Pozos Intervenidos | <i>fft</i> | Total Fallas | N° Pozos Activos | <i>fftotal</i> |
| 11 | 5 | 0,23 | 0 | 0 | 0 | 3 | 3 | 0,136 | 14 | 22 | 0,64 |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de la base de datos Open Wells

De manera general el campo Bonanza para el año 2011 presentó un índice de frecuencia de falla de **1.50 fallas / año**; el cual según la superintendencia lo considera como crítico.

Tabla 4. Calculo del tiempo medio entre falla por pozo con bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza.

| Pozo | Fallas por Varilla | Fallas por Bomba | Fallas por Tubing | Días en Operación | TMF | Potencial [BOPD] * |
|---------|--------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------|--------------------|
| BON 003 | - | - | - | - | - | 15 |
| BON 008 | - | - | - | - | - | 64 |
| BON 010 | - | 1 | - | 302 | 302 | 40 |
| BON 011 | 1 | 2 | 1 | 360 | 90 | 30 |
| BON 017 | - | - | - | - | - | 54 |
| BON 019 | - | 3 | - | 300 | 100 | 80 |
| BON 020 | - | 2 | - | 155 | 78 | 30 |
| BON 021 | 1 | 3 | - | 1433 | 358 | 70 |
| BON 024 | - | - | - | - | - | 70 |
| BON 025 | - | - | 1 | 916 | 916 | 70 |
| BON 026 | - | 7 | - | 1768 | 253 | 90 |
| BON 027 | - | - | 5 | 1248 | 250 | 250 |
| BON 028 | 1 | 1 | 1 | 1501 | 500 | 95 |
| BON 030 | - | 4 | - | 1168 | 292 | 30 |
| BON 031 | - | 6 | - | 1413 | 236 | 67 |
| BON 032 | - | 2 | 1 | 362 | 120 | 93 |
| BON 033 | - | - | - | - | - | 24 |
| BON 035 | - | 3 | 1 | 321 | 80 | 110 |
| BON 036 | - | - | - | - | - | 40 |
| BON 037 | - | - | 1 | 261 | 261 | 110 |
| BON 038 | - | 8 | - | 204 | 26 | 140 |
| BON 039 | - | 7 | - | 109 | 16 | 85 |
| Total | 3 | 52 | 12 | - | - | - |

*Potenciales reportados a Abril del 2012

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de la base de datos Open Wells

Por lo tanto el objetivo es focalizar el estudio a los pozos más críticos y que son de gran aporte a la producción del campo. Este grupo de pozos conforman la fase 1., del programa de análisis de fallas, a los cuales se les aplicará la metodología del análisis de causa raíz para lograr la reducción del número de fallas en estos pozos, ya que se encontraban por encima del estándar internacional.

La Tabla 4 presenta los resultados de los 22 pozos donde se presentan los días reales trabajados por pozo desde su puesta en producción hasta la fecha actual (Mayo 2012), el potencial actual (Abril 2012) y el tiempo medido entre falla (TMF) basados en la relación de la ecuación:

$$\text{Tiempo Medido Entre Falla (TMF)} = \frac{\text{Dias Activos totales}}{\text{Numero de Fallas Totales}}$$

Con el fin de determinar que tan crítica es la operación de estos pozos como consecuencia de la alta incidencia de fallas; según la tabla los pozos con tiempo medido entre falla menor a **120 días/fallas** y potencial mayor a **90bopdson**:

BON 032, BON 035, BON 038 y BON 039, que constituyen los pozos que serán los candidatos a analizar.

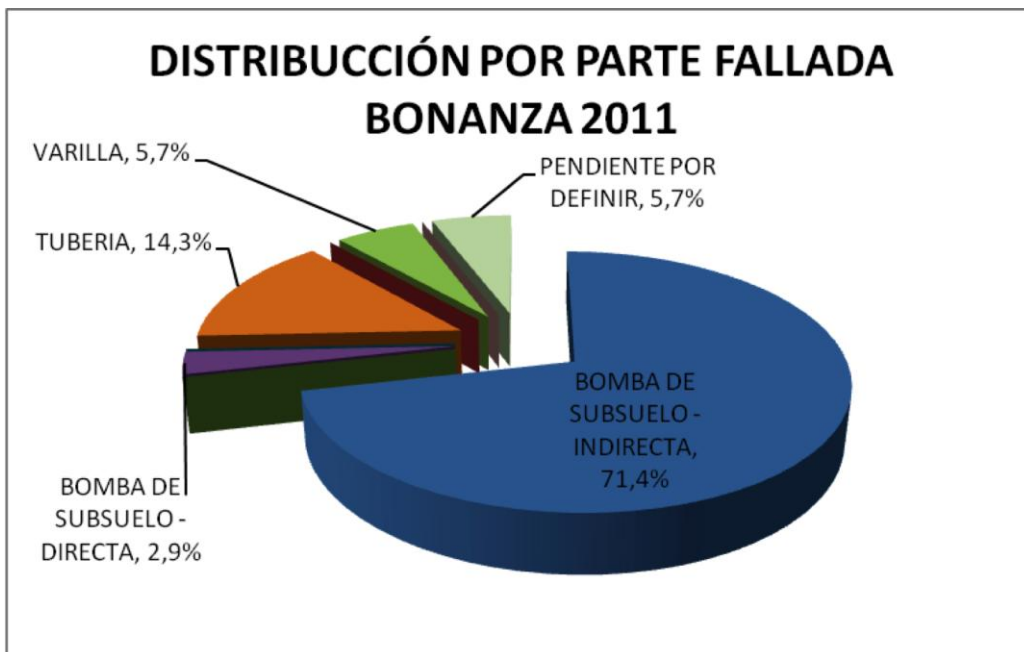
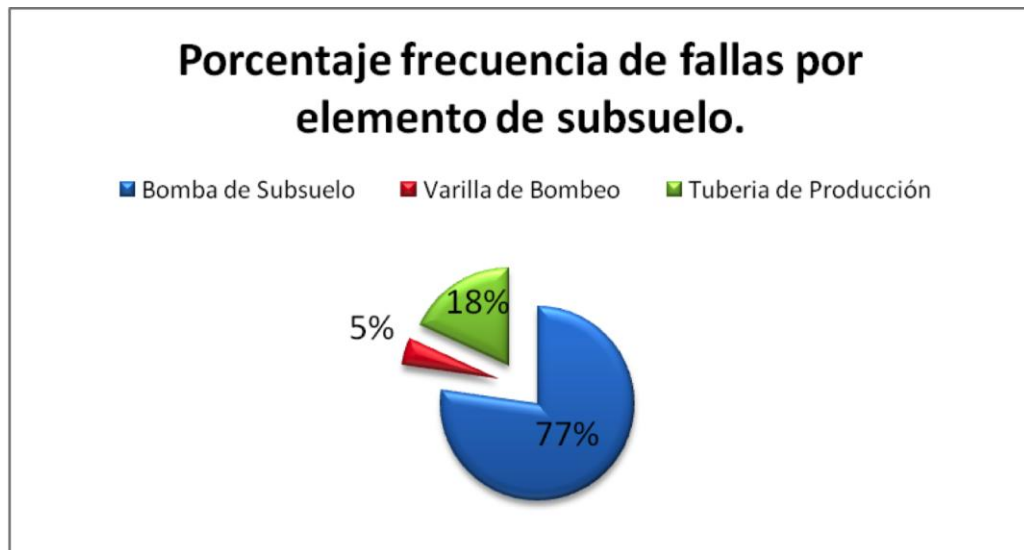
Una vez realizada esta selección se procedió a recolectar la información de cada uno de estos pozos, para lograr crear el histórico de fallas de cada pozo y posteriormente realizar la aplicación de la metodología Análisis de causa raíz y lograr generar las posibles soluciones.

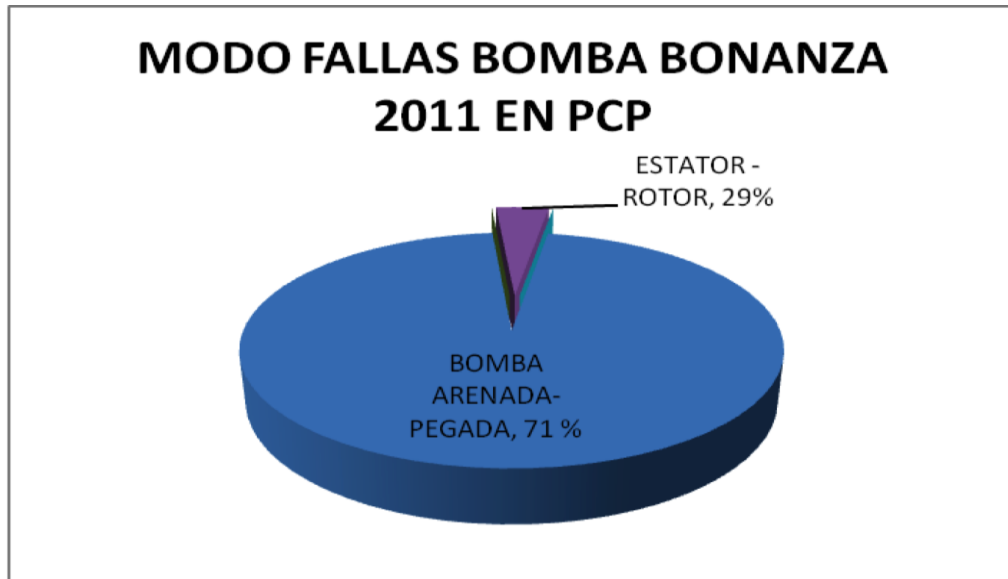
La fuente de información para el histórico de fallas ha sido el software Open Wells, la base de datos Wesems y los análisis realizados por el grupo interdisciplinario encargado de Análisis de Falla de Ecopetrol (SOM), en el cual se lleva el registro de eventos en cada pozo de los activos de Ecopetrol S.A. Estos tipos de fallas han

sido clasificados en tres grupos: (1) fallas en la bomba, (2) fallas en las varillas, (3) fallas en la tubería de producción, a su vez estos fueron subdivididos en otros tipos de falla, para el caso de fallas en tubería se puede encontrar tubería rota por el cuello ó tubería rota por el cuerpo; en el caso de las varillas estas pueden ser partida por el cuerpo, por el pin ó varilla desconectada, además se puede presentar daño en los acoples y en el cuadrante de las varillas; y por último respecto a la bomba, se pueden presentar diferentes daño en el rotor ó en el estator.

A escala mundial y clasificando las fallas según el elemento fallado, (varillas, bombas, tubing), las fallas más frecuentes ocurren en las bombas, principalmente pegas por arena, seguido por las fallas en la sarta de varillas y en menor proporción las fallas en la tubería de producción. Sin embargo para el caso del campo Bonanza esta tendencia no se cumple del todo. En este campo priman las fallas en bombas y en segundo lugar las fallas en la tubería de producción, principalmente tubería rota. En la figura 24 se ilustra el número total de fallas en el campo Bonanza aplicados a los pozos operando a bombeo de cavidades progresivas desde su etapa de completamiento inicial ó conversión hasta la fecha actual y se anexa la distribución de las fallas durante el año 2011.

Figura 9. Porcentaje frecuencia de falla por elemento de subsuelo fallado en los pozos con bombeo de cavidades progresivas en el campo Bonanza.





Fuente. Tomado de Presentación “Gerencia de fallas” por el grupo interdisciplinario encargado de Análisis de Falla de Ecopetrol (SOM).

Dónde las fallas de bomba de subsuelo indirectas son aquellas debido a problemas como arenamiento, parafina, materiales extraños (cauchos, manilas, etc) que impiden el adecuado funcionamiento de la bomba. Las fallas pendientes de definición son aquellas a cuyos pozos no les ha entrado el equipo aún y no se sabe con certeza cuál es la razón de la falla.

En el campo Bonanza los sistemas de bombeo por cavidades progresivas se instalaron principalmente con el objetivo de aumentar la producción y producir las altas tasas de agua que se obtendrán cuando se inicie el proceso de inyección de agua; si bien los pozos convertidos en los años 2007 a 2009 no han presentado problemas relevantes relacionados con arena, son en los últimos pozos perforados donde se han observado muchos problemas debido a altas tasas de arenamiento y aunque se considera que este sistema tiene buen performance cuando hay presencia de arena ya que cuyo propósito es producirla en vez de dejarla depositarse, las bombas de subsuelo normalmente se diseñan para producir tasas de arena considerables, sin embargo, en este campo las bombas fácilmente se

pegan, debido principalmente a cambios externos, como deficiencias en las herramientas de monitoreo (RPM, CHP, sumergencia y torque) que no ayudan a los ingenieros de producción a actuar oportunamente cuando hay baja sumergencia, alta presión en el caising, ó cambios bruscos de RPM y torque ocasionando que se vengam baches de arena o en el peor de las cosas quema de bomba debido a la condición de trabajar en seco.

Así mismo se puede decir que debido al manejo de la arena ó a agentes corrosivos puede conllevar a la reducción del tiempo de vida útil de la tubería de producción (abrasión/corrosión) lo que aumenta el índice de fallas por este tipo. Por último hay que tener en cuenta que no es muy común observar fallas en varillas en este tipo de sistema de levantamiento para el campo Bonanza pero si éstas son expuestas a un sobre-torque se puede presentar desconexión ó en también puede ser probable que en pozos desviados haya contacto varilla-tubería y causaría desgaste por rozamiento.

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **BON 038**, que de acuerdo a su bajo tiempo medido entre falla y porcentaje en la producción total del campo, es un pozo candidato para el análisis de causa raíz.

Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo BON 038:

El Pozo Bonanza 38 se inició a perforarse oficialmente el día 29 de Marzo de 2011 y finalizó el día 01 de Abril a una profundidad de 4019 pies.

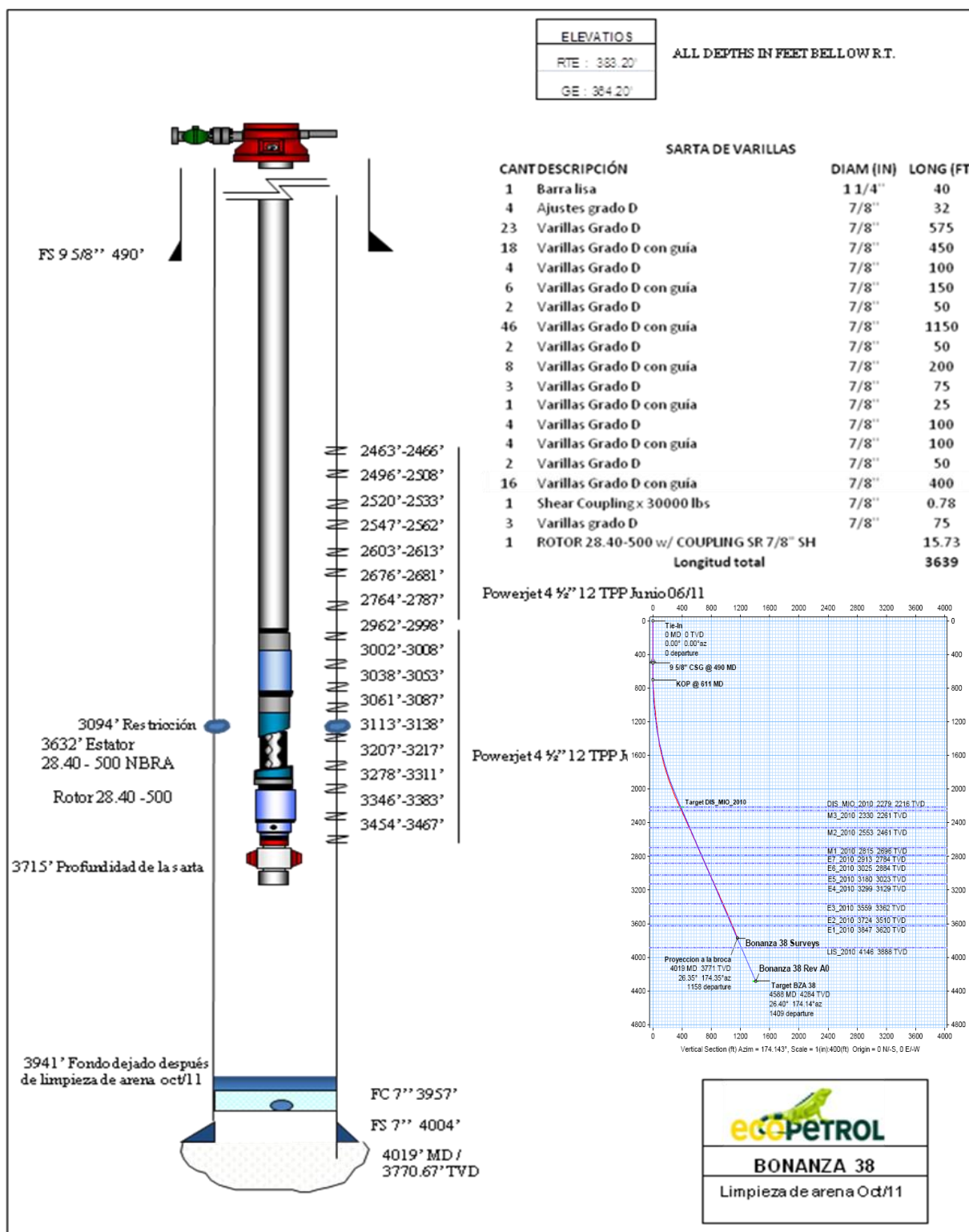
| | |
|---------------------------------------|--|
| Clasificación: Desarrollo | Elevación de la mesa rotaria: 383,20' |
| Estructura: Anticlinal fallado | Elevación del terreno: 364,20' |
| Formación: Esmeraldas, Mugrosa | Orientación: Pozo Desviado Tipo J. |

Se dejó en producción el 8 de Junio de 2011 con sistema de bombeo por cavidades progresivas y bomba de subsuelo con especificaciones 28.40-500 NBRA. Algunos parámetros de producción y de arranque iniciales son:

| | | | | |
|-------------------|-----------------|------|-----------------------------|------|
| Producción | Bruto | 145 | Sumergencia Efectiva | 2185 |
| | BS&W | 0,65 | Torque | 17% |
| | Neto | 144 | | |
| RPM | | 150 | THP | 130 |
| Nivel | | 1241 | CHP | 130 |

A continuación se presenta el estado mecánico actual:

Figura 10. Estado Mecánico del pozo Bonanza 038.



Fuente. Tomado de Departamento de Producción – Ecopetrol S.A (SOM).

Análisis del Problema:

El pozo BON 038 en menos de 1 año ha tenido 8 intervenciones del equipo WellService obteniendo un tiempo medio entre fallas de 26. Los trabajos se han centrado en flushing(8), aunque con algunos no exitosos en donde se requirió utilizar bomba desarenadora.

Tabla 5. Registro historial de intervenciones del pozo Bonanza 038.

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | COLAPSO | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|----------------|-------|-------|------|-----|---------|-----------------------|--|--|------------------|
| 29/03/2011 | ODR | DESARROLLO | | | | | | | | Perforó con broca de 12-1/4" desde superficie hasta 496' , circulo pozo. Inició corrida de casing de 9-5/8" , hasta 496' profundidad del zapato . Instalo cabezal y conjunto de preventoras (Preventora doble Shaffer, Hydrill Shaffer, Adapter Spool), probó, Ok . Armo BHA # 2 con broca de 8-1/2" PDC . Bajo broca y encontró tope de cemento @ 487' , comenzó a perforar con direccional construyendo ángulo desde 611'-1430' , 1430'-1815' , perforo zapato y cemento, perforo desde 1815'-4019' . Saco tubería e inicio viaje de reacondicionamiento. Ubico unidad para toma de registros, realizo toma de registros, observo ruido en las lecturas de SP . Realizo corrida de toma de SFTT (Presiones), tomo presiones en el intervalo 3564'-2192' 20 ptos programados. Realizo segunda corrida de registros eléctricos. Inicio corrida de rvto de 7" y cemento con zapato @ 4005' , corto Rvto y retiro exceso. Instaló sección B del cabezal. | 28-40-500 NBRA |
| 01/06/2011 | OCM | COMPLETAMIENTO | | | | | 2463 | 3467 | Tomo fondo con sand line @ 3636' . Molió 14' de cemento hasta 3957' . Homogenizo con 280 bbl de salmuera. Rig up unidad wire line SLB, registró GR, CCL, CBL, VDL, USIT desde 3900'- 500' . Correlaciono registros y planeo cañonear intervalos bajo orden del Ing. Ricardo Gonzales, realizo cañoneo con herramienta Powerjet 4-1/2" @ 12 PPT: 3454'-3467' 3278'-3291' 3067'-3087' 2978'-2998' 2676'-26813363'-3383' 3207'-3217' 3061'-3067' 2962'-2978' 2603'-2613' 3346'-3363' 3318'-3338' 3038'-3053' 2767'-2787' 2547'-2562' 3291'-3311' 3113'-3118' 3002'-3008' 2764'-2767' 2520'-2533' 2496'-2508' 2463'-2466' . Colgó sarta de tubería con tubing hanger. Armo bomba PCP + sarta de producción, sentó ancla anti torque, empacó pozo, instalo stuffing box, instalo válvula de sección B. El intake de la bomba queda a 3623' . Arrancó motor PCP a 80 rpm, 13% de torque, 127 v, 13 A, 120 lbft. | | |

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | COLAPSO | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|-------------------|-------|-------|------|------|---------|-----------------------|------------------------|---|------------------|
| 11/08/2011 | WSV | FLUSHING | | | | | | 2463 | 3467 | Instalo equipo Frank 3824. Descargo pozo (THP: 0 psi, CHP: 90 psi . CHP=THP=0 psi), levanta sarta de varillas, llenó tubing por gravedad (flushing bonanza 38), 0,5 bbl de salmuera 8,4 lgp en directa levanto 1000 psi, presurizo 5 min, libero presión y bombeo por anular 80 bbl sin retorno. Trabajó rotor en estator arriba y abajo pero no baja, quedan 20 ft de barra lisa 1-1/4 " X 40 ft por fuera, realiza operación en presencia de funcionarios de weatherford. | 28.40-500 NBRA |
| 12/08/2011 | WSV | LIMPIEZA DE ARENA | 3329 | 3950 | 3731 | 3636 | | 2463 | 3467 | Descargo pozo al separador, saco sarta de varillas (todas las guías en mal estado y desgastadas, a causa de la fricción en seco). Circulo pozo, controlando pozo temporalmente, se manifestó en varias oportunidades. No era posible retorno por tubing debido a que está tapado con arena . Bajo tubería para toca fondo FE:3731'FC:3957' . Saco sarta de tubería + PCP. Bajo desarenadora y limpio desde 3329'-3795' , saco desarenadora y bajo una nueva para limpiar hasta 3832' . Realizo en total 4 viajes con bomba desarenadora, máximo avanzado 3950'. Prueba hidrostática de BHA+PCP @ 1000 psi ok . Bajo sarta de tubería y varilla, trato de pescar hold down sin éxito. Saco sarta de tubería, instalo seating nieple + hold down. Bajo sarta de tubería, bajar sarta de varillas con pescador 2,5" - recuperar hold down. Bajo rotor de 28-40-500 , espacio pozo con 18' de ajustes de 7/8". Espacio pozo, quebró 26' de ajustes 7/8' y bajo una varilla de 7/8". La actividad queda paralizada durante una semana por paro de la comunidad y falta de personal. Aumenta rpm pero no aumentan el torque. Saco sarta de varillas y encontré desconectada la varilla # 137 . Bajo pescador, realizo pesca, Ok. Bajo sarta pero no pudo avanzar, saco sarta de varillas y bajo bomba desarenadora tocando fondo @ 3840' , trabajo bomba sin avance aparente. Saco bomba desarenadora, quebró 16 tubos de 2-7/8' eue, llenos de arena. Bajo sarta de tubería, sarta de varillas, pesco, Ok. Desinstalo ancla anti torque, empaco pozo, instalo stuffing box. Arranco pozo a las 15:00 con los siguientes parámetros 80rpm, 15% de torque, 140V, 13A, 155lb.ft. Realizo prueba de disparo aportando los siguientes parámetros 80 rpm, 25% de torque, 142V, 16A, 226 lb.ft, THP=70psi. | |

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | COLAPSO | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|----------|-------|-------|------|-----|---------|-----------------------|------------------------|--|------------------|
| 28/09/2011 | WSV | FLUSHING | | | | | | 2463 | 3467 | <p>Descargo pozo, levanto sarta para desanclar rotor, salió tensionada 15klb, estabilizo a 7klb, roto a la izquierda saliendo 30ft. Previamente se habían bombeado 30 bbls de agua, al levantar la sarta sufre efecto de back spin, girando a la izquierda a alta velocidad, apoyo sobre el cabezal para parar rotación. Personal de WTF recomendó bombear fluido con bomba triplex para desplazar arena y limpiar.</p> <p>Primer Flushing: descargo pozo, libero sarta de varillas para desanclar rotor, salió tensionado 24 klbs. Levantó barra lisa hasta 8 ft y maniobró por 15 min. bombeó 40 lbs de salmuera inhibida. Se arranca la primera vez con torque 28%, 80 RPM, 130 voltios y 18 amperios. Al cabo de 10 mins el torque se incrementa progresivamente hasta 55 %, se apaga manualmente para evitar desconectar.</p> <p>Segundo Flushing: bombeó 20 lbs de salmuera inhibida. Se trabaja la sarta por 15 mins, con un torque inicial de 26 %, luego se incrementa hasta 55 %. Los parámetros de arranque fueron: 60 RPM, 26 % torque, 98 voltios y 17 amperios. se apagó por seguridad para evitar desconectar.</p> | |

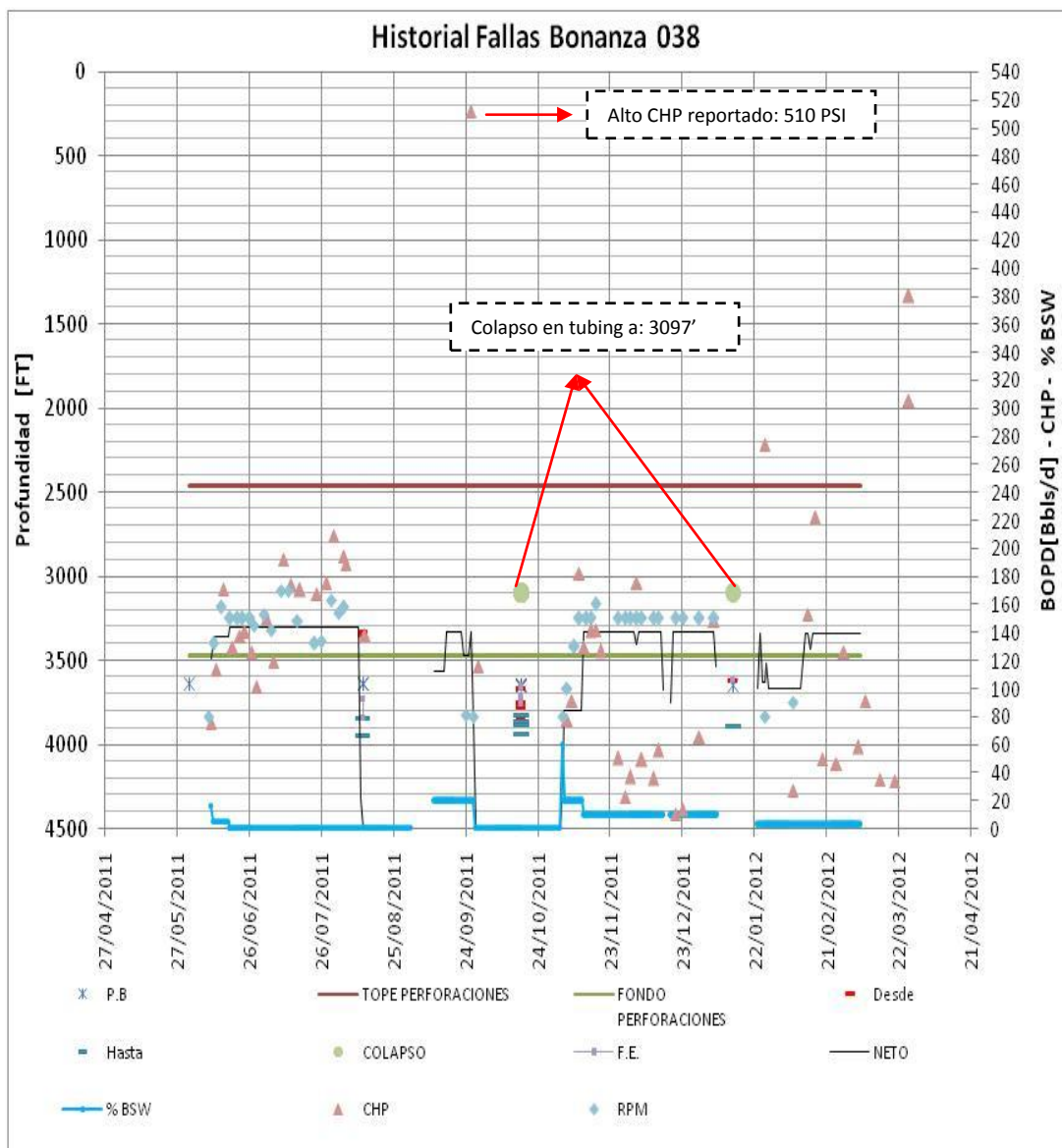
| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | COLAPSO | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|------------------|-------|-------|------|------|---------|-----------------------|------------------------|---|------------------|
| 17/10/2011 | WSV | CONTROL DE ARENA | | | 3655 | 3649 | 3097 | 2463 | 3467 | <p>Instalo equipo. Registró THP: 0 psi y CHP: 500 psi, descargó a la TEA abundante gas. Tensionó sarta y liberó con 25 klbs (peso sarta 9 klbs), sacó sarta de varillas. Levanto sarta de tubería desasentando ancla anti torque, instaló BOPT y bajó a tocar tope de sucio @ 3655'. sacó sarta de tubería en dobles a la torre. Bajó BHA # 1 encontrando restricción @ 3094', la sarta pierde 4-6 klbs. Sacó BHA # 1 y bajó BHA # 2 verificando restricción a 3094'. Bajó BHA # 3 tocó fondo firme @ 3715'. Bajó BHA # 4 y sentó empaque Fullbore @ 3230' con 14 klbs de tensión. con fondo @ 3715' y FB @ 3230' estimuló mecánicamente el grupo I (3278'-3467'). sacó fullbore con dificultad, bajó BHA # 5 con bloque de impresión y verificó profundidad de la restricción @ 3097', tocó tope de sucio @ 3260'. Sacó BHA # 5 y bajó BHA # 6 con empaque RBP Modelo G 7" x 29# y lo posicionó a 3232'. Sacó BHA # 6 y bajó BHA # 7 con Fullbore y lo ubicó a 2857', lo tensionó con 14 klbs de peso. con empaque RBP @ 3232' y FB @ 2857' estimuló mecánicamente el grupo II (2962'-3217'). Bajó BHA # 9 tocando tope de sucio @ 3223' sobre el empaque RBP, limpió por circulación en directa, pescó y desasentó empaque RBP y lo posicionó a 2826'. Bajó BHA # 10 y posicionó FB @ 2431'. con empaque RBP @ 3232' y FB @ 2857' estimuló mecánicamente el grupo III (2463'-2787'). Bajó BHA # 11 y tocó tope de arena @ 2796', circuló en directa lavando tope de arena de 30' y pescó RBP. Bajó BHA # 12 con cuello dentado y verificó tope de arena @ 3663', con 1klb de peso circulo en directa 300 bbls de salmuera sin retorno en superficie. Bajó BHA # 13 con bomba desarenadora (F.E : 3663') limpió desde 3663' hasta 3880'. Bajó BHA # 14 con Junk Mill y verificó colapso @ 3094, tocó puente de arena a 3701' y fondo firme a 3733'. Bajó BHA # 15 con bomba desarenadora con fondo firme a 3753' y limpió desde 3753' hasta 3823'. Bajó BHA # 16 y limpió desde 3779' hasta 3863' donde no avanzó. Bajó BHA # 17 y limpió desde 3855' hasta 3941'. esperó aporte de arena y verificó fondo a igual profundidad. bajó diseño de tubería y de varillas. con pozo alineado se verificó disparo con los parámetros de aporte: 80 RPM, 16 amperios, 20% torque, 130 voltios y 130,170 lbs x ft.</p> | |
| 3779 | 3863 | 3649 | 3097 | 2463 | 3467 | | | | | | |
| 3855 | 3941 | 3649 | 3097 | 2463 | 3467 | | | | | | |

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | COLAPSO | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|-------------------|-------|-------|------|------|---------|-----------------------|------------------------|---|---------------------|
| 20/11/2011 | WSV | FLUSHING | | | | | | 2463 | 3467 | Instaló equipo F-3824, trabajó sarta de varillas tensionando hasta 30 klbs, logrando soltarla quedando peso registrado en el Martin decker de 14 klb, soltó con 16 klbs de overpull. Bombeó 50 bbbs de agua. Arrancó pozo con los parámetros de arranque: 80 RPM, 13 amperios, 128 voltios, 19% torque y THP: 98 psi. Datos de aporte: 120 RPM, 15 amperios, 120 voltios, 22% torque. | |
| 13/01/2012 | WSV | LIMPIEZA DE ARENA | 3621 | 3894 | 3621 | 3649 | 3097 | 2463 | 3467 | Instaló equipo F-2587, retiró cabezal PCP, instaló plataforma y herramientas de varilla sacando sarta de bombeo a los racks. Acondicionó BOPT, sacó y calibró sarta de tubería; trabajando bomba desarenadora tocó fondo @ 3621' avanzó hasta 3894' ; bajó diseño de producción midiendo y probando a 1000 lbs. ok. Bajó sarta de bombeo, instaló cabezal PCP, arrancó generador, comprobó disparo, ok, alineó pozo y dejó en producción. | |
| 26/01/2012 | WSV | FLUSHING | | | | | | | | Instaló equipo, trabajó sarta de varillas tensionando. Bombeó agua. Arrancó pozo con los parámetros de arranque y Datos de aporte estipulados por el técnico de weatherford. | |
| 06/03/2012 | WSV | FLUSHING | | | | | | | | Movilizado equipo 3824 hacia el pozo bonanza 38, instalado unidad básica y maniobrando sarta hasta despegarla con 22000 lbs de over pool. Adicionado agua con bomba matapozo a 150 lbs para limpiar tubing. Rig dow equipo. Iniciando arranque de pozo y esperando aporte. | |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

La tabla anterior muestra una descripción detallada de cada una de las intervenciones debido a las fallas en la bomba de subsuelo, las cuales se manifiestan por la gran cantidad de flushing que se le ha realizado en tan corto tiempo; lo que indica que aparentemente el principal problema en la operación es la alta tasa de arena y la baja capacidad de la bomba para producirla. Con base a la tabla anterior se realizó un diagrama de fallas que nos ayuda a observar de una mejor manera a interpretar los resultados del historial de fallas antes registrado. (Véase Figura 11).

Figura 11. Diagrama del historial de falla para el pozo Bonanza 038.



Fuente. Figura realizada por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

La Figura 11 muestra el histórico de fallas del pozo BON 038, donde el eje horizontal representa la fecha, día-mes-año y el eje vertical corresponde a la profundidad dentro del pozo; cada punto indicado en la figura corresponde a una falla única en el pozo, la cual se localiza en el diagrama según la profundidad en donde se presentó y la fecha en que ocurrió. En la fase de análisis del problema

también se analizó la historia de producción del pozo, con el fin de compararla con la historia de las fallas.

De acuerdo con la información registrada anteriormente se concluye que:

- El pozo inició su operación el día 8 de junio de 2011 con el sistema PCP bomba WTF 28.40-500 con una producción de aprox. de 130 bopd durante 65 días a 150 RPM en donde presentó la primera falla del sistema debida a pega del rotor en el estator por arena; Este trabajo duró 22 días interrumpidos por un paro de la comunidad y de nuevo arrancó el pozo el día 10 de septiembre de 2011 en producción a 80 RPM^[4]. El pozo continuo en operación 2 meses aproximadamente cuando el 20 de Noviembre de 2011 se le realizó un flushing debido a pega de bomba, el cual fue exitoso y se ejecutó en tan solo un dia. En lo corrido del año 2012 el pozo ha continuado con tendencia a fallas tanto directas como indirectas debido a la bomba de subsuelo, además el pozo estuvo parado en el mes de junio debido a que no habían cuadrillas programadas que pudieran ingresar a la locacion.
- Desde la puesta en producción ha sido constante la gran sobre presurización en el caising alcanzando un valor máximo de 510 psi el 24 de Septiembre de 2011; bajo esta condición, cambios abruptos de RPM (de 80 a 150 RPM en dos días)^[4] y la tendencia del pozo a producir baches de arenas son factores que pueden inducir a una parada en el sistema debido a una producción de baches de arena excesivos que provocan pega de bomba.
- Después de la alta CHP reportada el 24 de Septiembre de 2011 se precedió a controlar estos valores despresurizando los anulares; Aunque recientemente se han observado altos valores (380 psi) que llevan a la superintendencia a analizar la viabilidad de instalar una red de anulares.
- Se observan algunas variaciones abruptas de RPM, considerándose un parámetro clave a la hora de analizar los factores que afectan la bomba.

- Ciertas pruebas de producción sugieren un alto rendimiento ó eficiencia de la bomba, por lo que puede pensarse en un leve hinchamiento del elastómero, situación que dificulta el manejo de la arena que puede presentarse⁴.
- La profundidad del intake de la bomba se ha mantenido relativamente constante durante toda la vida del pozo (3649'); siempre conservándola por debajo de las perforaciones y con un bolsillo para control de arena de aproximadamente de 370'.
- A inicios de septiembre de 2011 se presentaron disturbios de la comunidad de Sabana de Torres causando declinación en la producción por alrededor de 1 mes. Al presente la producción se ha mantenido constante en 140 bbls/d con porcentajes de BS&W relativamente bajos.

En resumen, la fase de análisis del problema en el pozo BON 038 permitió identificar que el pozo presenta actualmente una alta frecuencia de fallas relacionadas directa e indirectamente con la bomba y de acuerdo con el informe de fallas del pozo Bonanza 38 presentado por el grupo de análisis de falla – SOM, *el pozo es desviado, con unazona crítica de desviación entre 1500 ft y 2000 ft lo que hace que se pierda velocidad de arrastre y la arena o sólidos tiendan a depositarse aumentando el riesgo de pega de la bomba. Aunque no es tan crítica la desviación, este tramo debe centralizarse.*

Se debe tener en cuenta para el análisis de fallas del sistema, el control de las CHP's y las RPM's, ya que pueden ser las responsables de la disminución de la sumergencia, donde se evidencia el trabajo inadecuado del sistema de levantamiento.

⁴ Análisis de fallas Bonanza 38 – Grupo Análisis de Fallas (Ing. Raul Cañas – Ing. Martha Castro) Ecopetrol (SOM).

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **BON 035**, que de acuerdo a su bajo tiempo medido entre falla y porcentaje en la producción total del campo, es un pozo candidato para el análisis de causa raíz.

Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo BON 035:

El Pozo Bonanza 35 se inició a perforarse oficialmente el día 12 de Febrero de 2011 y finalizó el día 23 del mismo mes a una profundidad de 4011 pies.

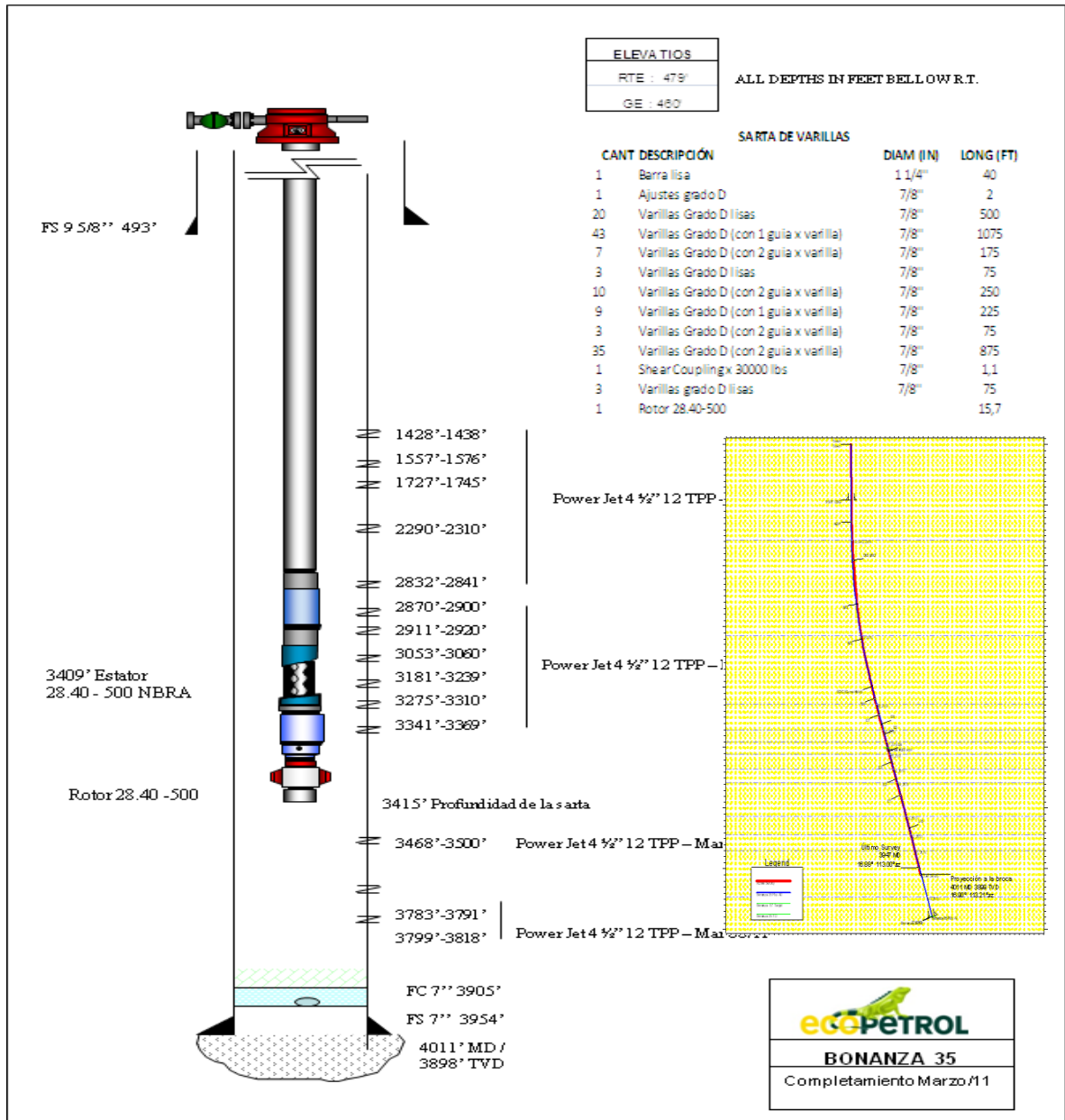
| | |
|---------------------------------------|--|
| Clasificación: Desarrollo | Elevación de la mesa rotaria: 480,18' |
| Estructura: Anticlinal fallado | Elevación del terreno: 460,18' |
| Formación: Esmeraldas, Mugrosa | Orientación: Pozo Desviado Tipo J |

Se dejó en producción el 15 de Marzo de 2011 con sistema de bombeo por cavidades progresivas y bomba de subsuelo con especificaciones GEREMIA 28-40-500 con los siguientes parámetros:

| | | | | | |
|--------------------------|-----------------|-----|-------------------|-----------------------------|------|
| Datos de Arranque | RPM | 70 | Producción | Bruto | 105 |
| | Voltios | 114 | | BS&W | 1,1 |
| | Torque | 26% | | Neto | 104 |
| | Amperios | 28 | | Nivel | 1407 |
| Datos de Aporte | RPM | 70 | | Sumergencia Efectiva | 1559 |
| | Voltios | 114 | | THP | 70 |
| | Torque | 37% | | CHP | 70 |
| | Amperios | 30 | | | |

A continuación se presenta el estado mecánico actual:

Figura 12. Estado Mecánico del pozo Bonanza 035.



Fuente. Departamento de Producción – Ecopetrol S.A (SOM)

Identificación del Problema:

El pozo BON 035 ha tenido 4 intervenciones del equipo WellService obteniendo un tiempo medio entre fallas bajo. Los trabajos se han centrado debido a fallas en la bomba (2 flushing y 1 limpieza de arena) y 1 falla por tubería rota.

Tabla 6. Registro historial de intervenciones del pozo Bonanza 035.

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | VARILLA P/D | TUBERÍA ROTA | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD |
|---------------------|--------------|----------------|-------|-------|------|------|-------------|--------------|-----------------------|------------------------|--|
| 12/02/2011 | ODR | DESARROLLO | | | | | | | | | perforó hueco 12-1/4" desde superficie hasta 355', corrió registros, bajó casing 9-5/8", cementó e instaló cabezal de pozo. Levantó set de BOP para instalar sobre sección A. inició armado BHA direccional y bajó perforando hueco 8-1/2" hasta 1486'.perforó hasta 3633' monitoreando desviación magnética por riesgo de colisión y trabajando perdidas de circulación. Perforó desde 3633' hasta 4011'. Bajó revestimiento HYD 533 desde 1324' hasta 3954'. Cementó según programado y levantó preventoras para instalación de casing hanger.terminó de bajar revestimiento HYD 533 de 7", cementó, instaló sección B cabezal del pozo e inició movilización hacia Bonanza 36. |
| 04/03/2011 | OCM | COMPLETAMIENTO | | | 3900 | 3418 | | | 1428 | 3818 | instaló unidad básica, preparó salmuera de 9,2 lpg, probó Sección B, BOPT, arietes de tubería y ciegos con 1500 psi, desplazó fluido del pozo, sacar en dobles, inició registros., armo, calibre y midió BHA # 1, toco fondo con raspador @ 3900', preparo 200 bls salmuera 9,2 lpg inhibida al 0.2% con pet 55, Desplazo fluido de del pozo con 135 bls. Probo BOPT, , rig-up de la unidad de weatherford, tomo registro GR-CCL-CVL-VDL-USIT desde 3870 ft hasta 550 ft , Realizó el cañoneo de los intervalos 3799'-3818'; 3783'-3791'; 3468'-3500'; 3341'-3369'; 3275'-3310'; 3181'-3239'; 3053'-3060'; 2911'-2920' ; Terminó de cañonear los intervalos 2880'-2900'; 2870'-2880; 2842-2841; 2299'-2310'; 1727'-1745'; 1559'-1576'; 1428-1438; , bajó broca y raspador repasando las zonas cañoneadas, toco fondo @ 3878', saco quebrando 25 tubos de 2-7/8" dp. Evaluó mecánicamente los intervalos del Grupo I (3799-3818; 3783-3791; 3468-3500) . Termino de sacar sarta de tubería con empaque RTV, desarmo BHA # 3, Armo BHA de producción, probo con 1000 psi 5 min ok, bajo diseño de sarta de tubería, probo todo con 800 psi ok, pesco hold-down, desinstalo BOPV, desarmo parrilla de trabajo. Instaló el cabezal de la PCP. Arranco pozo con los siguientes parámetros, datos de arranque, hora 01:30, 70 RPM, 114 volt, 26% de torque, 28 amp, Datos de aporte: Hora 02:20 am, 70 RPM, 30 amp, 114 volt, 37% de torque, psi anular 80. |

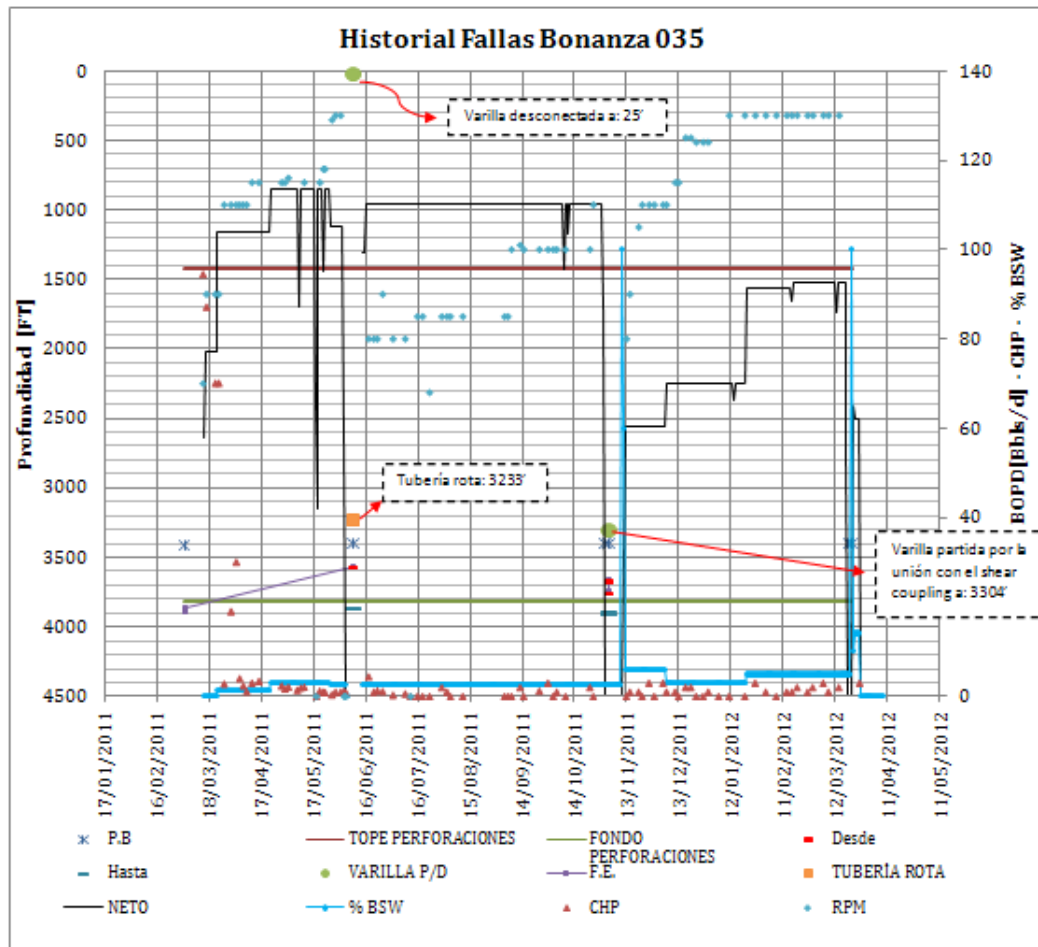
| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | VARILLA P/D | TUBERÍA ROTA | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD |
|---------------------|--------------|--------------|-------|-------|------|------|-------------|--------------|-----------------------|------------------------|--|
| 09/06/2011 | WSV | TUBERÍA ROTA | | | 3577 | 3402 | 25 | 3233 | 1428 | 3818 | Instaló equipo, saco barra lisa, 2 ft de niple y 1 varilla saliendo pelada la rosca. Encontró desconectada primera varilla . Bajó pescador overshot varillas, realizó operación de pesca, trabajó sarta de varillas hasta 33klb overpull, para reventar shear coupling pelándose por el pescador, saco las 3 varillas y pescador saliendo sin cuñas, posiblemente se partieron por tensión. Instaló BOP, midió 20 tubos DP, retiró hanger. Bajó uno a uno 4 tubos dp tocando tope de sucio a 3577 ft. Sucio: 328 ft . Probó tubería, mala, llenó con 10 bbls, la presión sube a 600 psi y cae en seguida . Posible daño a 1730 ft. Back off de varilla en la 3a varilla, colocó 5 klb overpull y repitió con 4 klb overpull recuperó 4000 lb de peso varilla. Salieron malas las varillas No. 1, 2 por pin pelado, la 3 por desgaste al realizar back offy con acople acompañado por sobre torque la No. 54 . Desinstaló equipo levante varillas e instaló equipo levante tubería. Encontró roto el tubo No. 106 . Salieron arenados los últimos 5 tubos y el BHA PCP. Bajó BHA # 1, bomba desarenadora 2 7/8" con sarta dp y limpió puente de arena desde 3581 ft hasta 3637 ft donde se fue libre hasta 3862 ft y limpió hasta 3873 ft , donde no avanzó más. Instalo cabezal PCP, arrancó motor pcp a las 23:45 hrs con los sgtes parámetros: 80 rpm, 20% torque, 131 Vac, 14 A y 190 lbf , esperó disparo pozo 1,75 hrs, pozo quedó trabajando con los siguientes parámetros: 80 rpm, 29% torque, 130 Vac, 17 A, 190 lbf . |
| | | | 3581 | 3873 | 3581 | 3402 | 25 | 3233 | 1428 | 3818 | |
| 01/11/2011 | WSV | FLUSHING | | | | 3402 | | | 1428 | 3818 | Instaló unidad básica F-3824, primer flushing : descargó pozo, levantó sarta de varillas y se trabajó por 25 min. Bombeó 12 bbls de fluido sin obstrucción y se arranca así: torque 25%, incrementándose progresivamente hasta el 65%, 60 RPM, 98 voltios, 17 amp y THP: 120 psi. Segundo flushing : levantó sarta de varillas y se trabajó por 25 min. Bombeó 10 bbls de fluido sin obstrucción y se arranca así: torque 26%, incrementándose progresivamente hasta el 70%, 60 RPM, 97 voltios, 17 amp y THP: 110 psi. Tercer flushing : levantó sarta de varillas y se trabajó por 25 min. Bombeó 15 bbls de fluido sin obstrucción y se arranca así: torque 26%, incrementándose progresivamente hasta el 70%, 60 RPM, 97 voltios, 17 amp y THP: 110 psi . Se apagó por seguridad y se notó una posible desconexión de varilla . Instaló cabezal PCP. |

| | | | | | | | | | | | |
|------------|-----|------------------------------|------|------|------|------|----------|--|------|------|---|
| 03/11/2011 | WSV | FALLA EN LA SARTA DE VARILLA | 3675 | 3905 | 3675 | 3403 | 330 4 | | 1428 | 3818 | Instaló unidad básica, descargó pozo, tumbó barra lisa, instaló BOPV y bajó dos varillas adicionales e intentó conectar sin éxito, sacó 129 varillas una a una, saliendo partida por la unión con el shear coupling . Desempacó pozo y tensionó la sarta de tubería con un máx. de 54 klb, bombeó simultáneamente 80 bbls de salmuera sin retorno. Trabajó, liberó y sacó sarta de tubería pegada y bajó con bomba desarenadora. bajó con sarta de tubería tocando fondo a 3675' . trabajó con desarenadora hasta 3905' . esperó por 2 horas para ver aportes de arena del pozo y bajo de nuevo a fondo y tocó a 3905' . Armó y bajó BHA # con desarenadora tocando tope a 3758 y limpió hasta 3908' . instaló cabezal PCP |
| | | | 3758 | 3908 | 3758 | 3403 | 330 4 | | 1428 | 3818 | |
| 20/03/2012 | WSV | FLUSHING | | | | 3403 | | | 1428 | 3818 | Rig up equipo. Esperó funcionarios de weatherford. Se trabajó sarta hasta tensionar a 30000 lbs . liberó con 22000 lbs de overpool, se confirmó arranque y se adicionaron 45 bls de agua por tubing para arrastrar arenas. |
| 22/03/2012 | WSV | FLUSHING | | | | 3403 | | | 1428 | 3818 | Rig up equipo. Esperó funcionarios de weatherford. Se trabajó sarta hasta tensionar a 25000 lbs . Liberó con 18000 lbs de overpool, se confirmó arranque y se adicionaron 45 bls de agua por tubing para arrastrar arenas. |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

La tabla anterior muestra una descripción detallada de cada una de las intervenciones debido a las fallas en la bomba de subsuelo, las cuales se manifiestan por limpieza de arena y fallas tanto en la sarta de varillas como en la de producción; lo que indica que aparentemente el principal problema en la operación es la alta tasa de arena y la baja capacidad de la bomba para producirla, así como también problemas relacionados con la desviación del pozo que causa pérdidas de velocidad de arrastre de la arena y desgaste por contacto metal-metal entre varilla y tubería.

Figura 13. Gráfica del historial de falla para el pozo Bonanza 035.

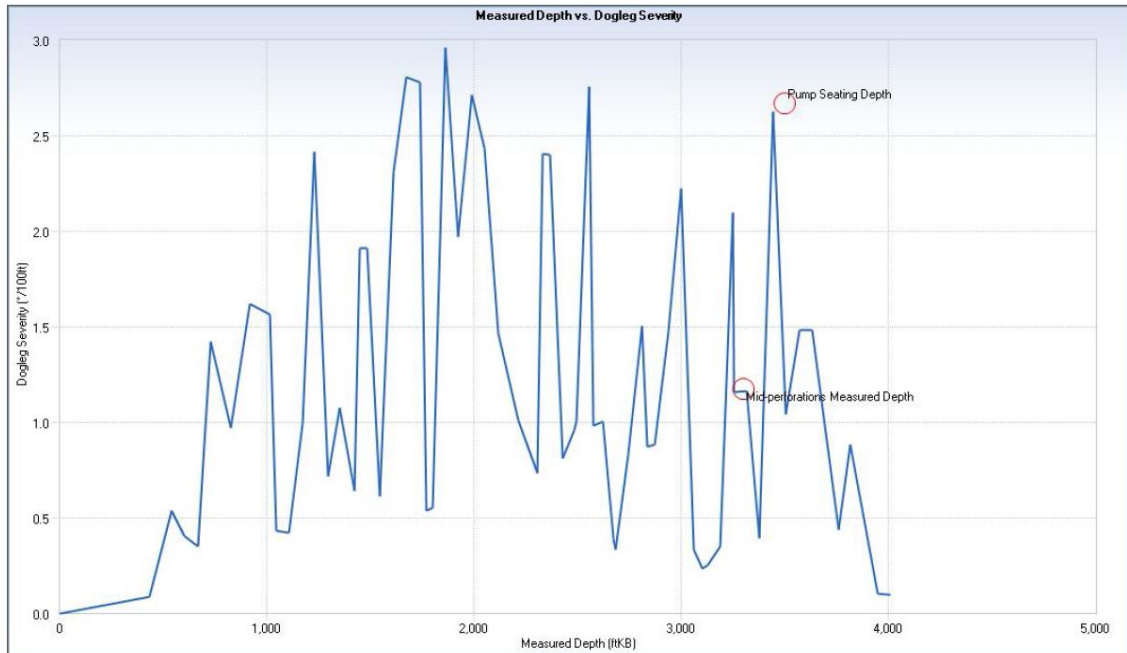


Fuente. Figura realizada por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

De acuerdo con la información registrada anteriormente se concluye que:

- El pozo inició su operación el día 15 de Marzo de 2011 con el sistema PCP bomba WTF 28.40-500 con una producción de 104bopd durante 81 días en donde presentó la primera falla del sistema debido a varilla desconectada y tubería rota. El fondo encontrado en la etapa de completamiento es cercano a 4000 pies y se arenaron en promedio 300 pies en el lapso en que se realizó la segunda intervención (3 meses).

- Se sabe que el pozo tiene geometría desviada, se tiene el registro de desviación, es probable que la ruptura de la tubería sea debido al alto Dog Leg Severity que se presenta a esa profundidad causando cargas de contacto entre la tubería y la varilla. El survey del pozo muestra los siguientes Dog-Legs a diferentes profundidades:



A la profundidad de 3300 pies donde ocurrió la ruptura de la tubería hay una inclinación de 18,81° y un dog leg severity de 1,16°/ 100 ft, el cual no es severo, pero que según el diseño de sarta de varillas esta zona se encuentra centralizada, es posible que ocurra contacto varilla-tubería ocasionando desgaste por rozamiento en la tubería.

- En la intervención del 1 de noviembre de 2011 se realizaron 3 flushing no exitosos manifestándose en que al momento de arrancar el sistema, el torque aumentaba progresivamente a valores de hasta 70%; el sistema se apagó por razones de seguridad y se notó una posible desconexión de varilla. Dos días después la cuadrilla entró de nuevo a la locación con el fin de reparar la falla en la varilla observando varilla partida por el shear coupling, punto en el cual

se encuentra la menor resistencia a la tensión en donde posiblemente al momento de levantar la sarta cuando se realizó el flushing el pozo estaba pegado y al tensionar hubo ruptura de varilla por este punto.

- La profundidad del intake de la bomba se ha mantenido relativamente constante durante toda la vida del pozo (3403'); siempre conservándola por debajo de las perforaciones y con un bolsillo para control de arena de aproximadamente de 600'.
- A inicios de septiembre de 2011 se presentaron disturbios de la comunidad de Sabana de Torres causando declinación en la producción por alrededor de 1 mes. Al presente la producción se ha mantenido constante en 97 bbls/d con porcentajes de BS&W relativamente bajos; con la excepción de en dos ocasiones en que después de que se realizó la intervención hubo 100% BS&W, debido principalmente a la estabilización de este parámetro después del servicio.

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **BON 039**, que de acuerdo a su bajo tiempo medido entre falla y porcentaje en la producción total del campo, es un pozo candidato para el análisis de causa raíz.

Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo BON 039:

El Pozo Bonanza 39 se inició a perforarse oficialmente el día 20 de Marzo de 2011 y finalizó el día 28 del mismo mes a una profundidad de 4310 pies.

| | |
|---------------------------------------|---|
| Clasificación: Desarrollo | Elevación de la mesa rotaria: 384,2' |
| Estructura: Anticlinal fallado | Elevación del terreno: 364,2' |
| Formación: Esmeraldas, Mugrosa | Orientación: Pozo Desviado Tipo J |

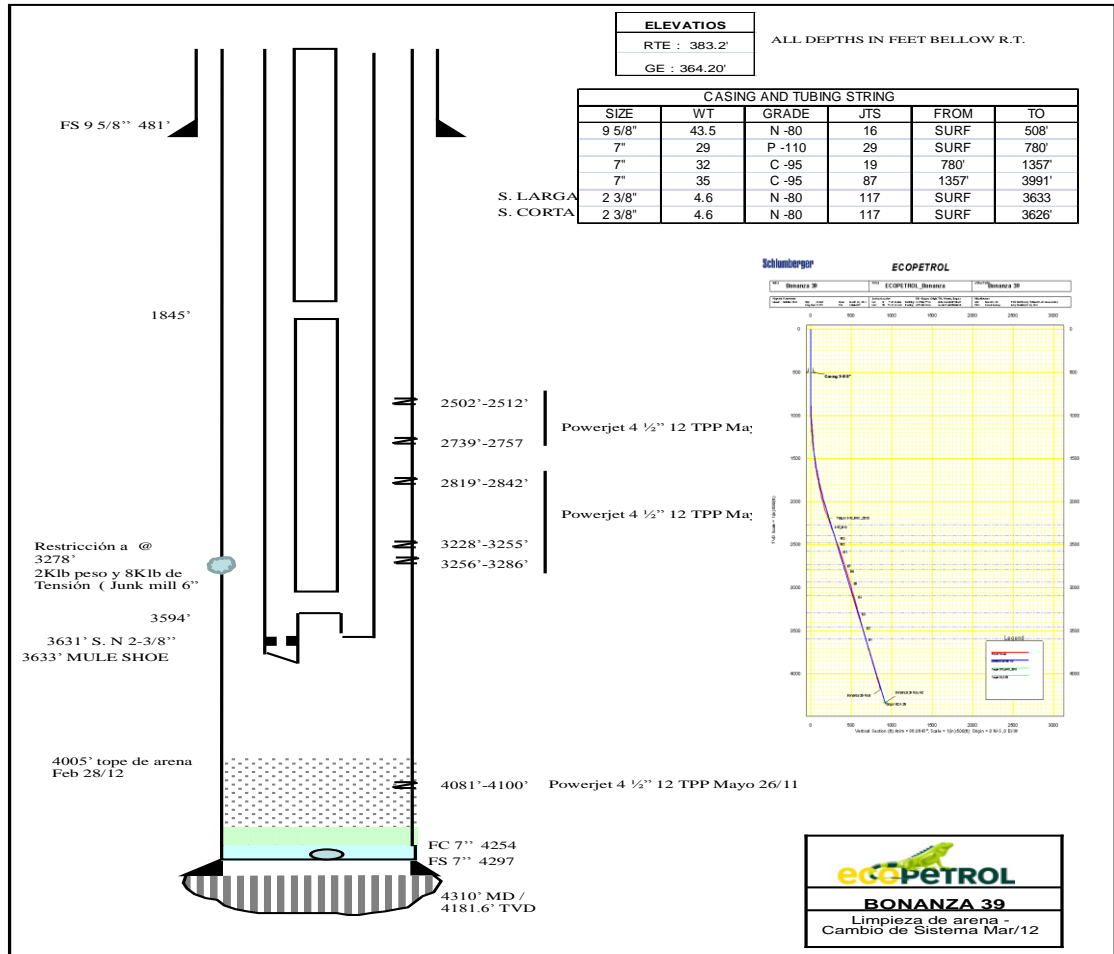
Se dejó en producción el 31 de Mayo de 2011 con sistema de bombeo por cavidades progresivas y bomba de subsuelo con especificaciones GEREMIA 28-40-500 con los siguientes parámetros:

| | | | | | |
|--------------------------|-----------------|------|-------------------|-----------------------------|------|
| Datos de Arranque | RPM | 80 | Producción | Bruto | 157 |
| | Voltios | 161 | | BS&W | 1,2 |
| | Torque | 10% | | Neto | 155 |
| | Amperios | 12,5 | | Nivel | 1513 |
| Datos de Aporte | RPM | 80 | | Sumergencia Efectiva | 1833 |
| | Voltios | 161 | | THP | 80 |
| | Torque | 13% | | CHP | 347 |
| | Amperios | 13,1 | | | |

A principios de Marzo del 2012 el pozo fue convertido a sistema de levantamiento artificial gas lift como una alternativa para prevenir los problemas de arenamientos muy comunes en este pozo. El pozo se coloca en línea en espera de disparo, pero al pasar los días este no presentó disparo; el departamento de ingeniería y confiabilidad decide programar conversión de nuevo a bombeo por cavidades progresivas.

A continuación se presenta el estado mecánico instalado en Marzo del 2012:

Figura 14. Estado Mecánico del pozo Bonanza 039



Fuente. Departamento de Producción – Ecopetrol S.A (SOM)

Identificación del Problema:

El pozo BON 039 ha tenido 8 intervenciones del equipo WellService en tan solo 6 meses, obteniendo un tiempo medio entre fallas muy crítico de 16 días / fallas. Los trabajos se han centrado debidos principalmente a fallas en la bomba de subsuelo (6 flushing con posterior limpieza de arena y un tratamiento químico Sand Aid)y 1 falla por tubería rota.

Tabla 7. Registro historial de intervenciones del pozo Bonanza 039.

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|------------|-------|-------|------|-----|-----------------------|------------------------|---|------------------|
| 28/03/11 | ODR | DESARROLLO | | | | | | | Recibió equipo tuscany 114, perforó hueco de 12.25 hasta 496 ft, bajó revestimiento de 9 5/8", cementó e inició instalación sección a cabezal de pozo. Instaló cabezal, probó preventoras y armo BHA direccional. Perforó desde 1155 ft hasta 2218 ft con. Buen comportamiento direccional. Luego perforó rotando y deslizando desde 2218 ft hasta 2940 ft. Perforó direccionalmente hasta td: 4310 ft, bombeo píldora viscosa y empezó a sacar tubería para viaje de acondicionamiento. Sacó BHA no.2. Empezó a tomar primera corrida de registros eléctricos. Registró desde fondo hasta superficie, rig down sonda no. 1 de registros. Bajó sonda no. 2 desde superficie y bajó tomando puntos de presión desde 400 ft hasta 4152 ft (17 puntos). Sacó herramienta fnt a superficie. Bajó csg 7" desde superficie hasta 2140. Bajó revestimiento desde 2140 ft hasta 4278 ft y circuló reciprocando. Rig down herramientas de weatherford. Realizó cementación. Instaló sección b, entregó equipo a tuscany e inició skidding. | |

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B. | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|----------------|-------|-------|------|------|-----------------------|------------------------|--|------------------|
| 22/05/2011 | OCM | COMPLETAMIENTO | | | 4253 | 3709 | 2502 | 4100 | <p>Instaló equipo F4074 con todos sus accesorios, tomó fondo con sandline, tocó @ 4253', F.R: 4254' (C.F.), sucio: 1'. Termino de bajar BHA # 1 (Bit 6" + 6 DC's 4- 3/4") con sarta de tubería DP 2-7/8" IF una a una, tocó tope de cemento @ 4231', F.R: 4254', cemento: 23'. Armo kelly-swivel, molió 23' de cemento desde 4231' hasta 4254' con salmuera 8,4 ppg, 80 spm, 2 Klb WOB, 500 psi en bomba con retorno de agua cemento. Rig up unidad Wire line SBL - registros eléctricos, calibre revestimiento 7" P- 110 29 lb/ft con basket 5-15/16' hasta 4254' (CF), Nivel de fluido @ 600' de superficie, bombeo 22 bls salmuera 8,4 lpg, lleno pozo; Tomo registros GR-CCL-CBL-VDL-USIT desde 4230' hasta 500'. Realizó cañoneo nuevas zonas con cañones Powerjet 4-1/2' @ 12 spf con cargas PJ 4512, diam: 0,34", penetración nominal: 42,6'. 4100'-4081'; 3256'-86; 3228- 3255; 2819-2848; 2739-2757; 2502-2512, sin manifestación en superficie. Bajo diseño sarta de tubería de producción probada @ 1000 psi, 10 min, Ok. Parámetros arranque hora 22:40, RPM: 80, AMP: 12.5, %TORQUE: 10 equivale @ 70 lb- ft; Parámetros aporte: hora 23:25; RPM: 80; AMP: 13,1, %TORQUE: 13 equivale @ 92 lb- ft, (fluido salmuera 8,4 lpg).</p> | 28.40-500 NBRA |

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|----------|-------|-------|------|------|--------------------|---------------------|--|------------------|
| 12/06/11 | WSV | FLUSHING | | | | 3703 | 2502 | 4100 | instalo unidad básica F3824, levanto sarta de varillas, trabajándola hasta alcanzar 12 Klb de overpull, despego y trabajo sarta arriba y abajo hasta lograr limpiar por movimiento rotor y estator, con sarta de varillas levantada realizo prueba de rotación OK, anclo rotor, dio arranque a las 11:15 am OK, produciendo disparo a las 11: 46 OK. Espero 1 hora donde mantuvo disparo y un torque de 19%, Desinstaló unidad básica y movilizó para la planta compresora. | 28.40-500 NBRA |
| 14/06/11 | WSV | FLUSHING | | | | | 2502 | 4100 | instalo equipo F-3824, realizo flushing, trabajo sarta de varillas con tubing presionado con 700 psi durante 1,25 hr, incrementando overpull hasta 15 Klbs, despego sarta de varillas y continuo trabajando sarta circulando en directa 25 bbl de agua. Arranco pozo @ 16:20 hrs con 100 rpm, 11% torque, 161 Vol, 99 lb-ft y 15 A, fluido en superficie @ 16:50 hr, con: 100 rpm, 18% torque, 161 Vol, 130 lb-ft, 15 A y THP: 80 psi. Desinstaló F-3824. | 28.40-500 NBRA |
| 09/07/11 | WSV | FLUSHING | | | | | 2502 | 4100 | instalo equipo F-3824, registro presión THP: 150 psi , descargo pozo THP: 0 Psi, levanto barra lisa 1-1/4" x 40 ft , con 14 Klbs overpull, trabajo sarta bombeando continuamente agua por tubing, despego sarta , bombeo en total 60 bls de agua , este procedimiento se realizo en 4 oportunidades SIN ÉXITO. (Torque inicial 12% -15%, a los 5 min. Alcanza el 65% y se pega nuevamente) . Cargo carrotanque de servicio a pozos con 50 bbl agua, rig up unidad aceite caliente ECP, bombeo 10 bbl agua, trabaja sarta y logra despegar, da arranque con siguientes parámetros: 21% torque y 80 rpm, opera por 2 minutos y se apaga por sobre torque , bombeo 10 bbl mas de agua, trabaja sarta y logra despegar, da arranque con siguientes parámetros: 18% torque y 90 rpm, opera por 2 minutos y se apaga por sobre torque . Bombeo 30 bbl de agua, trabaja sarta y logra despegar, da arranque con siguientes parámetros: 17% torque y 90 rpm, 150 V, opera por 10 minutos y se apaga por sobre torque , rig down unidad calentadora. | 28.40-500 NBRA |

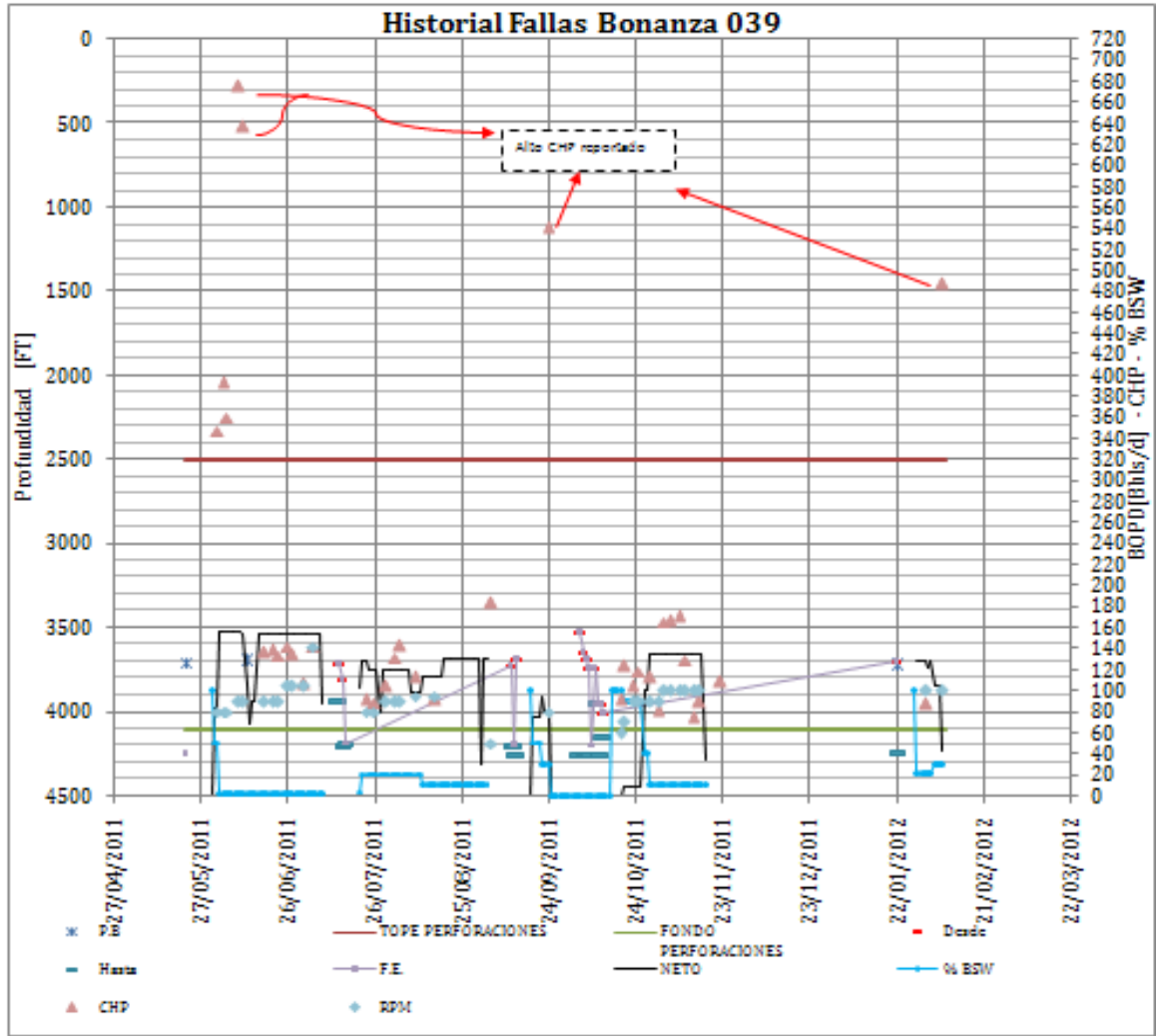
| | | | | | | | | | | |
|----------|-----|-------------------|------|------|------|--|------|------|---|----------------|
| 14/07/11 | WSV | LIMPIEZA DE ARENA | 3710 | 3935 | 3710 | | 2502 | 4100 | Instalo equipo F4074, Registró presión en tubing 30 psi y anular 100 psi , Retiro cabezal PCP, levanto sarta, tensionó 10 Klbs Overpull, peso final sarta de varilla 10 Klbs libre, Sacó diseño sarta de varilla y producción. Armó e inició a bajar BHA #1 con desarenadora, toco tope de sucio @ 3710', F.R. @ 4254', sucio: 544'. Limpió desde 3710' hasta 3935' donde la bomba no avanza más. Bajo BHA # 2 y tocó tope de sucio @ 3812', aportó 123' de sucio respecto a la primera limpieza. Limpió puentes de arena desde 3812' hasta 4204' (392'), levanto punta @ 3100', esperó aportes por 1 hr, encontró tope de sucio @ 4188', aportó 16', limpio desde 4188' hasta 4198' (10'), donde no avanzó mas. Bajó diseño de producción probado @ 800 psi OK y sarta de varillas. Arrancó pozo @ 16:00, aporoto fluido en superficie @ 16:30 parámetros: 80 rpm, 130 V, 16 amp. | 28.40-500 NBRA |
| 11/09/11 | WSV | LIMPIEZA | 3723 | 4203 | 3723 | | 2502 | 4100 | Instalo equipo F4074, Registró presiones THP: 30 psi, CHP: 100 psi, descargó pozo quemando gas a la tea y recuperó en tanques 32 bbl de crudo. Levantó Barra lisa y sacó rotor y sarta de varillas. Con tubería adicional tocó firme @ 3723' (14' más abajo), sacó a la torre e inició a bajar bomba desarenadora, encontró tope de sucio @ 3638' (puente de arena), C.F. @ 4254', sucio: 616'. Bajo libre hasta 3723' limpio desde 3723' hasta 3890' (167'), luego encontró puente de arena @ 4021', se fue libre hasta 4193' y limpió hasta 4203' (20') donde no avanzó, levanto punta @ 3577', espero 1 hr de aportes, bajo y verificó tope de sucio @ 4193', aportando: 20', limpió hasta 4203' donde no avanzó. Bajó BHA # 2 toco tope a 3683ft, trabajo desarenadora a 4254ft (C.F), levanto punta espero 2 hrs. Toco a la misma profundidad, saco BHA # 2 y bajo tubería de producción y varilla. espacio sarta, instalo cabezal PCP, lleno pozo, arrancó pozo @ 20:00 con 80 rpm, 17% torque, 130V y 15 A. aportó @ 20:30 con 80 rpm, 20%, 130 V y 16 A. | 28.40-500 NBRA |
| | | | 4193 | 4203 | 4193 | | | | | |
| | | | 3683 | 4254 | 3683 | | | | | |
| 26/09/11 | WSV | FLUSHING | | | | | 2502 | 4100 | Instaló equipo F-3824, trabajo sarta de varillas arriba-abajo hasta una tensión máxima de 20 Klb, logrando despegar sarta, agrego 50 bbl de agua dulce . Arrancó pozo pero la sarta toma mucho torque, personal WTF decide dejar en pozo parado, desinstaló equipo y movilizó equipo al Compresora Bonanza. 30/09/2011 - Bombeó 20 bis de salmuera inhibida . Se trabaja la sarta por 15 minutos, con un torque inicial de 26 %. Luego de los 15 minutos el torque inicial se incrementa hasta 55%. Los parámetros de arranque fueron: 60 rpm; 26%; 98 voltios; 17 Amperios . Se apago por seguridad para evitar desconectar. | 28.40-500 NBRA |
| 30/09/11 | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|----------|-----|-----------------------------------|------|------|------|--|------|------|--|-------------|
| 05/10/11 | WSV | LIMPIEZA DE ARENA-CAMBIO DE BOMBA | 3530 | 4256 | 3530 | | 2502 | 4100 | <p>Instalo unidad básica F4074 100%, registro presiones THP: 60 psi, CHP: 120 psi, descargo pozo, saco sarta de varillas y con tubería adicional verifico tope a 3530', punta tubería 3524', CF @ 4254', sucio: 724'.Circuló pozo en directa con 60 bls salmuera 8,4 lpg sin retorno. Bajó BHA # 1 con desarenadora 2 7/8", verificó sucio @ 3530', limpió hasta 4256', levantó, esperó dos horas, bajó y encontró puentes de 4006'- 4022' y 4174'-81' y libre hasta 4254'. Bajo BHA #2 y toco tope de arena @ 3643', limpio puente de arena 5', avance libre hasta 3910', avance libre hasta CF @ 4254'. Bajó BHA # 3 a calibrar revestimiento hasta 4218', tocando firme con 8 klbs, subiendo registró restricción @ 3278' (10 Klbs). Bajó BHA # 4 con desarenadora, verificó tope @ 3689', trabajó hasta 3729', se fue libre hasta 4254'. Bajo BHA #5 y tocó tope de sucio @ 3740' donde perdió peso, la desarenadora avanzo hasta 4254' (C.F.), subió BHA por encima de perforados, esperó 2 hr de aportes, bajo y verificó pozo limpio. Bajó BHA # 6 y tocó tope de sucio @ 4200' la desarenadora avanzo con un peso entre 8 - 16 Klb hasta 4254' (C.F.), subió BHA por encima de perforados, esperó 1 hr de aportes, bajo y verificó pozo limpio. Preparó 600 bbl de salmuera 8,4 ppg, bajo BHA # 7 y tocó tope de sucio @ 3740', Limpió por circulación en reversa desde 3740' hasta 3955' (215'), pozo retornó con 58 bbl. Subió punta @ 3300', espero 2 hr de aportes y determinó tope de arena @ 3955'. Bajo BHA # 8 y tocó tope de sucio @ 3955', limpió desde 3955' hasta 3970' (15') y se fue libre hasta fondo 4254' (C.F.), levantó punta @ 3400', espero 2 hr de aporte, tocó tope de sucio @ 3955', limpió desde 3955' hasta 3985' (30'), se fue libre hasta 4240', limpio desde 4240' hasta 4254' (14'). Bajo BHA #9 y tocó tope de sucio @ 4009', CF @ 4254', sucio: 245'. Bajo BHA #10 y toco tope de sucio @ 4009ft, lleno pozo con 169 vals de salmuera, limpio por circulación hasta 4148ft. Bajo diseño sarta tubería de producción y de varillas. Pozo alineado, parámetros arranque hora 03:00 a.m., RPM: 60, AMP: 15, %TORQUE: 20, VOLT: 97; Parámetros aporte (04:00 Am). RPM: 60; AMP: 15, %TORQUE: 22, VOL: 98, THP: 80 psi.</p> | Charge Pump |
| | | | 3643 | 4254 | 3643 | | | | | |
| | | | 3689 | 4254 | 3689 | | | | | |
| | | | 3740 | 4254 | 3740 | | | | | |
| | | | 4200 | 4254 | 4200 | | | | | |
| | | | 3740 | 3955 | 3740 | | | | | |
| | | | 3955 | 4254 | 3955 | | | | | |
| | | | 3955 | 4254 | 3955 | | | | | |
| | | | 4009 | 4148 | 4009 | | | | | |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

La tabla anterior muestra una descripción detallada de cada una de las intervenciones debido a las fallas en la bomba de subsuelo, las cuales se manifiestan por flushing y limpieza de arena; lo que indica que el principal problema en la operación es la alta tasa de arenamiento y la baja capacidad de la bomba para producirla, así como también problemas relacionados con la desviación del pozo que causa pérdidas de velocidad de arrastre de la arena ayudando a la depositación de esta.

Figura 15. Gráfica del historial de falla para el pozo Bonanza 039.



Fuente. Figura realizada por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

De acuerdo con la información registrada anteriormente se concluye que:

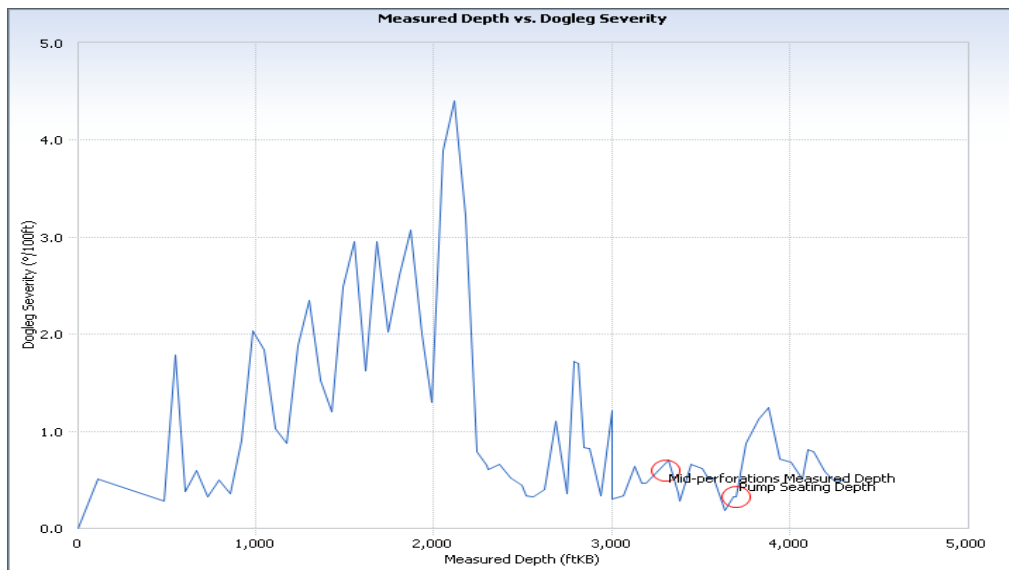
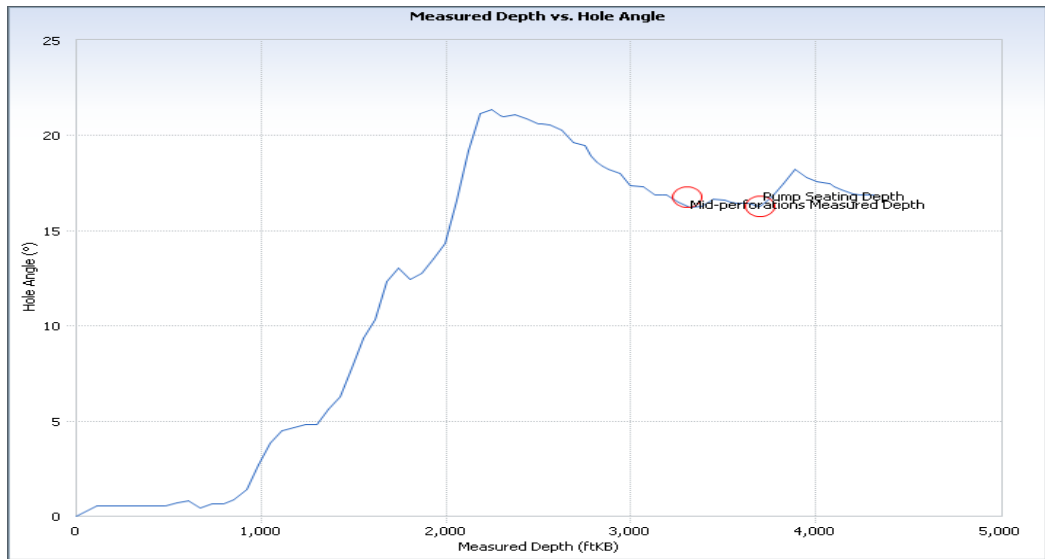
- En base al informe de fallas del pozo Bonanza 39 realizado por el grupo de análisis de fallas Ecopetrol – SOM el pozo inició su operación el día 31 de Mayo de 2011 con el sistema PCP bomba WTF 28.40-500 con una producción de aprox. de 160 bopd durante 9 días a 80 RPM, luego se subió a 90 RPM y 3 días más tarde tuvo su primera intervención (última CHP=637 psi), un flushing (12-Jun-2011) dónde no se agregó agua, sino que se trabajó sarta arriba y

abajo para limpiar por movimiento, al cual respondió y dejó trabajando a 80 RPM y 13% torque, pero dos días después (14-Jun-2011), tocó realizarle nuevamente flushing, lavando con 25 Bbl de agua y dejó trabajando a 100 RPM y 18% de Torque. Luego de 11 días más de operación (26 de Junio) se le subieron RPM a 105 y 10 días después se le subieron RPM a 142.

- El 8 de Julio después de un mantenimiento al sistema PCP, el pozo se quedó pegado (última CHP=142 psi). Se hicieron varios intentos de flushing el 9 de Julio, lavando con 60 Bbl de agua, pero no fueron exitosos, se arrancaba el pozo con 15% de Torque y en 5 minutos alcanzaba el 65% y paraba. El 11 de Julio se intentaron otros flushing pero no funcionaron. El 22 de Agosto y durante 11 días el pozo se mantuvo parado debido a un paro de la comunidad; El 2 de septiembre se normalizan las operaciones en el campo Provincia y el 4 de Septiembre el pozo es encontrado sin disparo, posible tubería rota y CHP=184 psi⁵.
- El 24 de Septiembre nuevamente el pozo se para por arenamiento, se encuentra válvula del anular cerrada y una CHP=542 psi. Se interviene el pozo con un flushing el 26 de Septiembre de 2011 pero al arrancar, se aumenta el torque, se intenta un nuevo flushing el 30 de Septiembre de 2011, pero igualmente el torque sube de 26% a 55% en 15 minutos; Se interviene el 5 de Octubre de 2011 para realizar limpieza de arena, FE=3638', se hicieron varios viajes con bomba desarenadora y se limpió también por circulación en reversa, se dejó fondo limpio hasta 4148', se decidió cambiar bomba PCP convencional por una bomba charge pump para manejar mejor la arena que aporta el pozo, entra en producción el 16 de Octubre de 2011 a 60 RPM y 15% de Torque. Nuevamente el 17 de Noviembre de 2011, se encuentra pegado, venía trabajando a 100 RPM y la última CHP=90 psi. Se hizo flushing pero no respondió. se decidió cambiar charge pump por bomba PCP de baja eficiencia (45%) 28-40-500. En la revisión de la bomba saliente (charge pump)

⁵ Análisis de fallas Bonanza 39 – Grupo Análisis de Fallas (Ing. Raúl Cañas – Ing. Martha Castro) Ecopetrol (SOM)

en el taller de Weatherford, se evidenció pega del rotor inferior en el estator, disminución de la eficiencia inicial de la bomba, probablemente por desgaste en el elastómero. El 7 de Febrero se detectó una presión anular de 488 psi, se intentó descargar gradualmente pero el pozo se pegó, en los continuos intentos de re-arranque el torque sube hasta 51%, se decide realizar flushing⁶.



⁶ *Ibíd.*

- Se sabe que el pozo tiene geometría desviada, se tiene el registro de desviación (severidad de Dog Leg y ángulo del hueco), que nos ayudará a determinar la relación entre la desviación y las tasas de depositación de arena.
- En cuanto a producción, en la figura 11 se observa el historial de las medidas tomadas al pozo. También se observa en la presión del anular CHP en el mismo, la cual ha alcanzado en algunas ocasiones valores muy altos, por encima de 500 psi, lo cual afecta el nivel del pozo y lo puede inducir a falla por arenamiento.

Como conclusión algunos de los inconvenientes relacionados al arenamiento del pozo Bonanza 039 son:

| | | | | | |
|-------------------|----------|-----|------------|----------------------|------|
| Datos de Arranque | RPM | 70 | Producción | Bruto | 130 |
| | Voltios | 110 | | BS&W | 0,2 |
| | Torque | 13% | | Neto | 130 |
| | Amperios | 10 | | Nivel | 1302 |
| Datos de Aporte | RPM | 90 | | Sumergencia Efectiva | 1409 |
| | Voltios | 110 | | THP | 70 |
| | Torque | 13% | | CHP | 1,2 |
| | Amperios | 10 | | | |

| | |
|----------------------------------|---|
| Realizar flushing sin agua | Presiones muy altas en el anular (CHP) |
| Aumentos drásticos de RPM | Paradas del sistema PCP (Mantenimiento de cabezales, Paro comunidad) |
| Selección de bomba (Charge Pump) | El pozo es desviado, con una zona crítica de desviación entre 1500 ft y 2000 ft lo que hace que se pierda velocidad de arrastre y la arena o sólidos tiendan a depositarse ⁷ . |

El siguiente informe describe el Análisis de Fallas del pozo **BON 032**, que de acuerdo a su bajo tiempo medido entre falla y porcentaje en la producción total del campo, es un pozo candidato para el análisis de causa raíz.

Antecedentes, Características y Estado Mecánico del Pozo BON 032:

El Pozo Bonanza 32 se inició a perforarse oficialmente el día 10 de Enero de 2011 y finalizó el día 22 del mismo mes a una profundidad de 3528 pies.

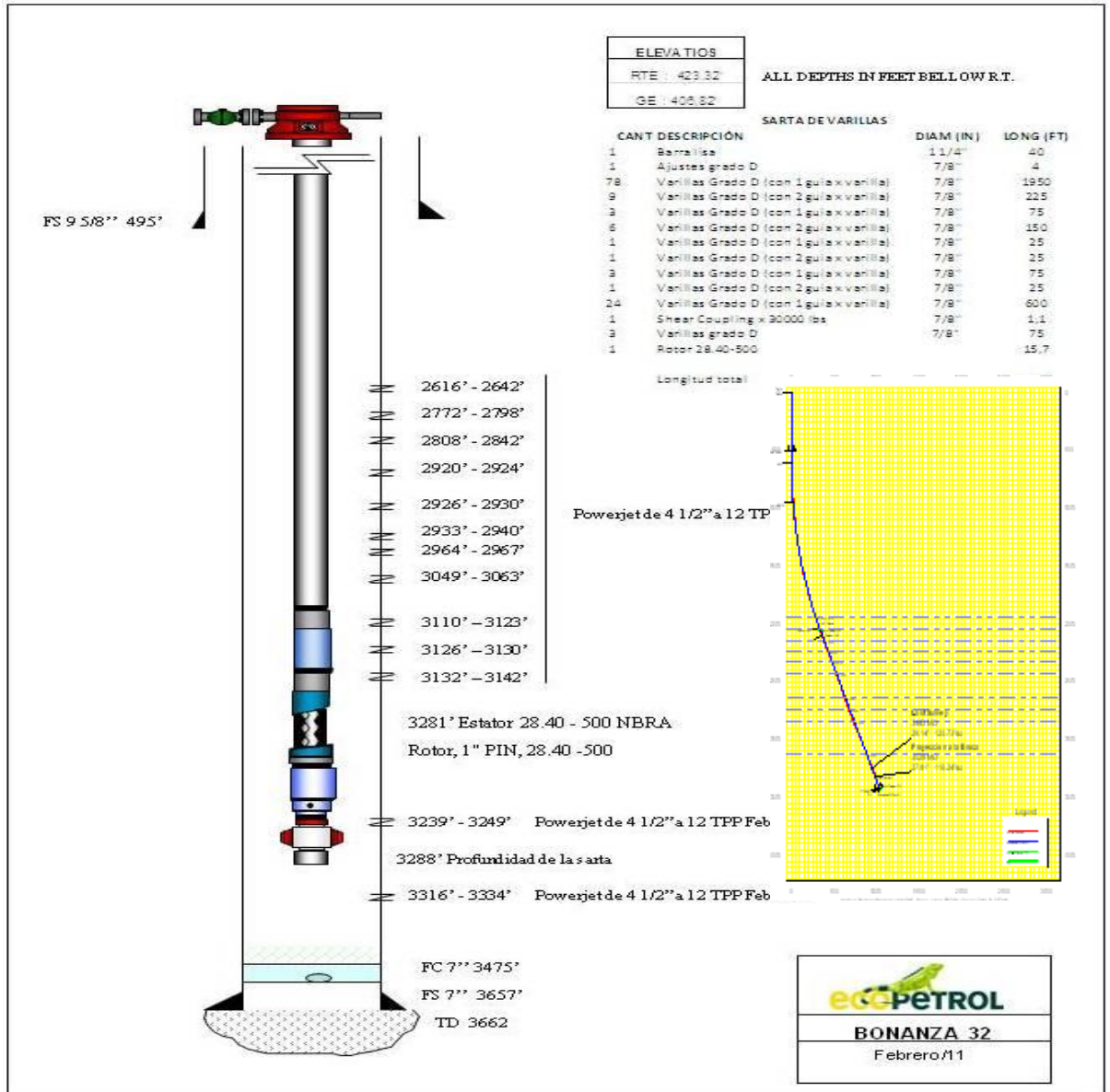
| | |
|---------------------------------------|--|
| Clasificación: Desarrollo | Elevación de la mesa rotaria: 422,82' |
| Estructura: Anticlinal fallado | Elevación del terreno: 406,82' |
| Formación: Esmeraldas, Mugrosa | Orientación: Pozo Desviado Tipo J |

Se dejó en producción el 14 de Febrero de 2011 con sistema de bombeo por cavidades progresivas y bomba de subsuelo con especificaciones GEREMIA 28-40-500 con los siguientes parámetros:

A continuación se presenta el estado mecánico actual:

⁷ Análisis de fallas Bonanza 39 – Grupo Análisis de Fallas (Ing. Raul Cañas – Ing. Martha Castro) Ecopetrol (SOM).

Figura 16. Estado Mecánico del pozo Bonanza 032.



Fuente. Departamento de Produccion – Ecopetrol S.A (SOM)

Identificación del Problema:

El pozo BON 032 en menos de 1 año ha tenido 3 intervenciones del equipo Well Service, obteniendo un tiempo medio entre fallas de 120 días / fallas. Los trabajos se han centrado debidos principalmente a fallas en la bomba de subsuelo (2 flushing con posterior limpiezas de arena) y 1 falla por tubería rota.

Tabla 8. Registro historial de intervenciones del pozo Bonanza 032.

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|----------------|-------|-------|------|----------|-----------------------|------------------------|---|------------------|
| 10/01/2011 | ODR | DESARROLLO | | | | | | | Recibió equipo de perforación tuscanly 114. Perforó hueco 12 1/4" desde 35' hasta 71'. Parámetros operacionales: q: 100 -120 gpm, WOB: 2-5 kklbs, rpm: 60-80, spp: 100 psi., tq: 2 - 5 klbs-ft. Perforó hueco 12 1/4" hasta td (499'), sacó tubería y BHA y le realizó rig up de herramientas para registro de la primera sección slb. Bajó revestimiento 9 5/8", cementó con tope hasta superficie, instaló sección a speed grip e instaló preventoras. Armó y probó BHA direccional, perforó hasta 727 ft. Perforó fase de 8 1/2" rotando y deslizando desde 727 ft hasta 1883 ft. Continuó perforando rotando y deslizando desde 1883 ft hasta 3385, continuó perforando desde 3385 hasta 3508 ft (td), envió píldora de limpieza y realizó viaje de acondicionamiento. Terminó satisfactoriamente corrida de registros eléctricos, hacer viaje de acondicionamiento, corrió casing y cementó. Instaló sección b y entregó taladro a tuscanly drilling. | |
| 07/02/2011 | OCM | COMPLETAMIENTO | | | | 328 1 | 261 6 | 3334 | Rig up unidad básica frank 4074, Terminó de bajar BHA #1 (Bit 6" + 6 DC 4 3/4") con sarta DP 2 7/8" 1 a 1. Tocó tope de cemento @ 3450'. Avanzo desde 3450 ft hasta 3475 con 100 RPM, WOB 1000 lbs, 700 psi y 80 stroke/min en bomba. Armó e inició a bajar BHA # 2 (Broca 6" + Raspador 7"). Terminó de bajar BHA # 2 hasta 3475 ft .preparo 200 bls de salmuera de 9,0 lpg inhibida, desplazó pozo con 120 bls de salmuera de 9,0 lpg. Rig up unidad de wire line de weatherford, Registró GR-CCL-CVL-VDL-USIT desde 3446 ft hasta 300 ft .Rigdown herramienta registro y rig up para cañoneo. Weatherford cañoneo los siguientes intervalos así: 3316'-34', 3239'-49', 3132'-42', 3126'-30', 3110'-23', 3049'-63', 2964'-67', 2933'-40', 2926'-30', 2920'-24', 2822'-42', 2808'-22', 2784'-98', 2772'-84', 2628'-42', 2616'-28' . Bajo BHA PCP de producción probado @ 700 psi OK, punta de tubería @ 3287.62', ancla @ 3285', intake de la bomba @ 3281 . Terminó de bajar diseño de varillas con Rotor, dio arranca a motor PCP con: 70 RPM, 10 Amperios, 110 Voltios. Verificó disparo OK. | 28.40-500 NBRA |

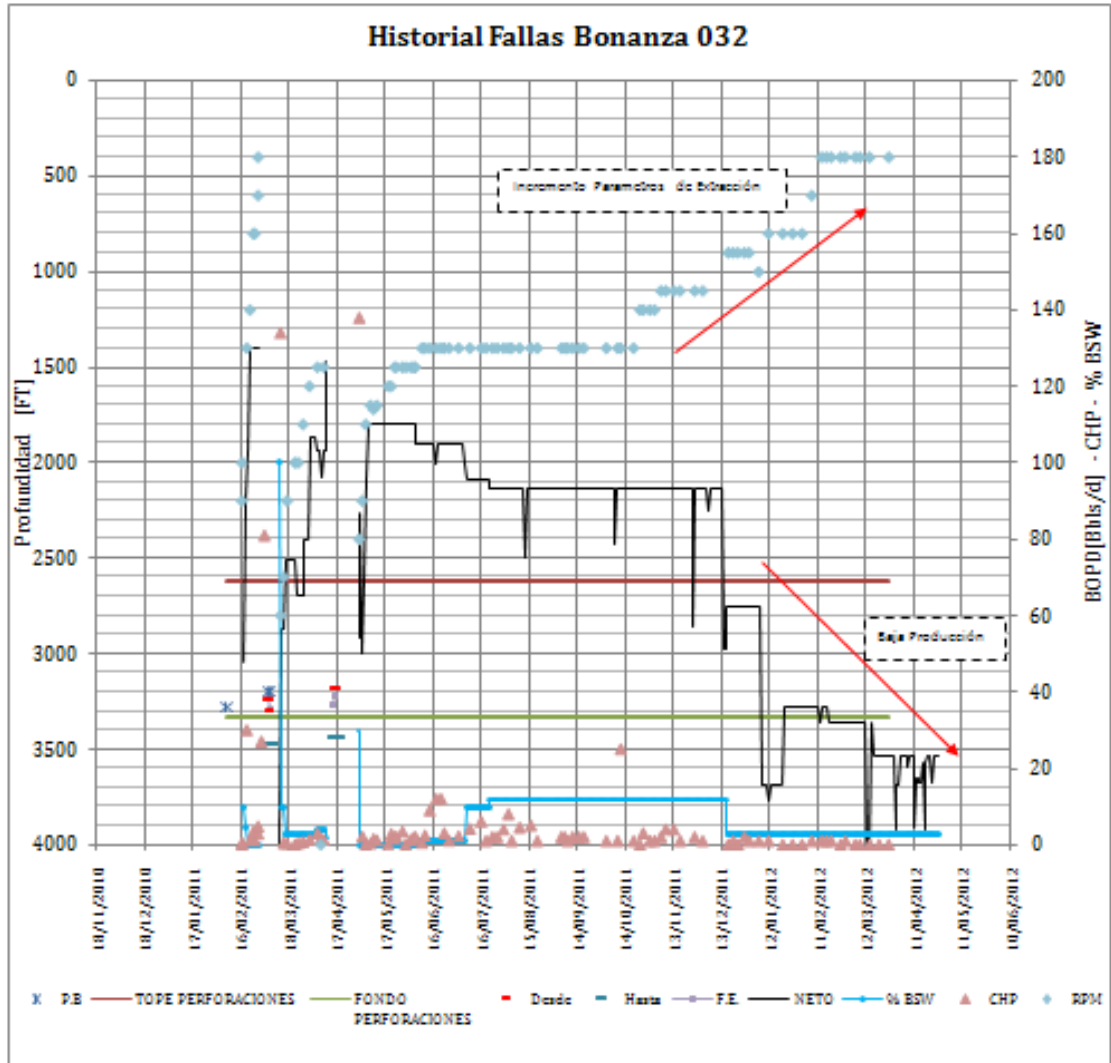
| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|-------------------|-------|-------|------|------|-----------------------|------------------------|---|------------------|
| 02/03/2011 | WSV | FLUSHING | | | | | 2616 | 3334 | Instalo unidad básica F3824 100%, levanto sarta de 7/8" despegando con 18000 Lbs deoverpull, agregó 45 Bls de agua fresca, trabajando la sarta en varias ocasiones, dio arranque a sistema con 80 RPM, 20% de torque inicial, después de 4 Minutos de trabajo el torque se incrementa hasta el 70% sacando de servicio el motor del sistema, pozo pegado, desinstaló equipo y movilizó a estación bonanza. 04/03/2011 - instalo equipo Realizo maniobra de liberar sarta de varilla con 30000 lb, con éxito, bombeo 45 bbl de agua, arranco pozo y por sobretorque se paro pozo. Desinstalo equipo y movilizó para la compresora bonanza. | 28.40-500 NBRA |
| 04/03/2011 | | | | | | | | | | |
| 05/03/2011 | WSV | LIMPIEZA DE ARENA | 3237 | 3475 | 3237 | 3202 | 2616 | 3334 | Instaló equipo F4073 100%, instaló línea de separador y tea, descargó pozo CHP:200 PSI a CHP:0 PSI y quemó gas, retiró equipo de superficie motor PCP. Sacó sarta de varillas. Sarta de tubería pegada, Wsarta: 21000 Lbs, tensionando hasta 40000 Lbs, maniobrando tubería tensionando gradualmente para despegar. Trabajó sarta gradualmente hasta 60000 LBS, tensión según indicador de peso, overpull 40000 Lbs, despego sarta, sacó diseño de producción. Acondicionó herramienta para bajar a tomar fondo con cable Wire Line, FE:3237 Pies, FR: 3475 Pies, Sucio: 238 Pies . Rig down unidad wire line, aseguró pozo. Inició bajada sarta de tubería con desarenadora, Toco tope a 3237 ft . Trabajo desarenadora con 9 juntas 2 7/8". Llego al fondo real 3475 ft . Bajó BHA No. 2 con desarenadora, toco tope de arena @ 3291 ft (pozo aporto 180 ft de arena) ,trabando desarenadora avanzando hasta 3379 . Terminó de bajar diseño de producción y bajó diseño de varilla dando torque una a una en presencia del personal de Weatherford. Instalo cabezal PCP. DATOS ARRANQUE: 60 RPM EN CABEZAL, 14 AMP, 90 VOLTIOS, 10% DE TORQUE EN MOTOR. Pozo aporto a las 12:30 AM, pozo en observación. THP: 100 PSI. DATOS APORTES: 60 RPM EN CABEZAL, 16 AMP, 98 VOLTIOS, 18% DE TORQUE EN MOTOR. | 28.40-500 NBRA |
| | | | 3291 | 3475 | 3291 | | | | | |
| 12/04/2011 | WSV | FLUSHING | | | | | 2616 | 3334 | Instaló equipo F3824 100%, descargó pozo, empezó a realizar flushing tensionando progresivamente hasta 30 klbs (peso sarta 20 klbs) trabajando sarta sin éxito. Al día siguiente adicionó 10 bbl salmuera 8,4 ppg, inicia a trabajar sarta arriba - abajo por espacio de 1,5 hr aumentando progresivamente tensión hasta 29 klb de overpull hasta romper shear coupling. | 28.40-500 NBRA |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

| FECHA (dd/mm/aa) | Intervención | Objetivo | Desde | Hasta | F.E. | P.B | TOPE PERFORACIONES | FONDO PERFORACIONES | ACTIVIDAD | DISEÑO DE BOMBAS |
|---------------------|--------------|-------------------|-------|-------|------|------|-----------------------|------------------------|---|------------------|
| 02/03/2011 | WSV | FLUSHING | | | | | 2616 | 3334 | Instalo unidad básica F3824 100%, levanto sarta de 7/8" despegando con 18000 Lbs de overpull, agrego 45 Bls de agua fresca, trabajando la sarta en varias ocasiones, dio arranque a sistema con 80 RPM, 20% de torque inicial, después de 4 Minutos de trabajo el torque se incrementa hasta el 70% sacando de servicio el motor del sistema, pozo pegado, desinstaló equipo y movilizó a estación bonanza. 04/03/2011 - instalo equipo Realizo maniobra de liberar sarta de varilla con 30000 lb, con éxito, bombeo 45 bbl de agua, arranco pozo y por sobretorque se paro pozo. Desinstalo equipo y movilizó para la compresora bonanza. | 28.40-500 NBRA |
| 04/03/2011 | | | | | | | | | | |
| 05/03/2011 | WSV | LIMPIEZA DE ARENA | 3237 | 3475 | 3237 | 3202 | 2616 | 3334 | Instaló equipo F4073 100%, instaló línea de separador y tea, descargó pozo CHP:200 PSI a CHP:0 PSI y quemó gas, retiró equipo de superficie motor PCP. Sacó sarta de varillas. Sarta de tubería pegada, Wsarta: 21000 Lbs, tensionando hasta 40000 Lbs, maniobrando tubería tensionando gradualmente para despegar. Trabajó sarta gradualmente hasta 60000 LBS, tensión según indicador de peso, overpull 40000 Lbs, despego sarta, sacó diseño de producción. Acondicionó herramienta para bajar a tomar fondo con cable Wire Line, FE:3237 Pies, FR: 3475 Pies, Sucio: 238 Pies . Rig down unidad wire line, aseguró pozo. Inició bajada sarta de tubería con desarenadora, Toco tope a 3237 ft . Trabajo desarenadora con 9 juntas 2 7/8". Llego al fondo real 3475 ft . Bajó BHA No. 2 con desarenadora, toco tope de arena @ 3291 ft (pozo aporto 180 ft de arena) ,trabando desarenadora avanzando hasta 3379 . Terminó de bajar diseño de producción y bajó diseño de varilla dando torque una a una en presencia del personal de Weatherford. Instalo cabezal PCP. DATOS ARRANQUE: 60 RPM EN CABEZAL, 14 AMP, 90 VOLTIOS, 10% DE TORQUE EN MOTOR. Pozo aporto a las 12:30 AM, pozo en observación. THP: 100 PSI. DATOS APORTES: 60 RPM EN CABEZAL, 16 AMP, 98 VOLTIOS, 18% DE TORQUE EN MOTOR. | 28.40-500 NBRA |
| | 3291 | 3475 | 3291 | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|------------|-----|-------------------|------|------|------|---|------|------|--|----------------|
| 12/04/2011 | WSV | FLUSHING | | | | | 2616 | 3334 | Instaló equipo F3824 100%, descargó pozo, empezó a realizar flushing tensionando progresivamente hasta 30 klbs (peso sarta 20 klbs) trabajando sarta sin éxito. Al día siguiente adicionó 10 bbl salmuera 8,4 ppg, inicia a trabajar sarta arriba - abajo por espacio de 1,5 hr aumentando progresivamente tensión hasta 29 klb de overpull hasta romper shear coupling. | 28.40-500 NBRA |
| 15/04/2011 | WSV | LIMPIEZA DE ARENA | | | 3266 | | 2616 | 3334 | Instaló equipo, registró presiones CHP: 75 psi, THP: psi , descargo pozo quemando gas a la tea. Retiro cabezal PCP, y sacó sarta de varillas. Bajo con tubería adicional 2-7/8" 8-RD, toco tope sucio @ 3266', sucio: 209', CF @ 3475' . Desde las 18:00 paro de la comunidad de Bonanza impidiendo el paso de personal hacia el campo por 8 días . Inició operaciones a las 14:00 p.m. Descargó pozo (CHP: 650 psi), bajo desarenadora 2 7/8, toco tope sucio @3225ft , limpió desde 3182 ft hasta 3436 ft . Armo BHA de producción, bajó diseño de sarta de tubería probado con 700 psi. ok, luego bajó diseño de sarta de varillas torqueando 1 - 1. espació pozo e Instaló cabezal de arranque. Llenó tubing y arranco cabezal PCP a las 07:05 Amperaje: 13 Amp RPM cabezal: 80 Voltaje: 120 torque: 11% (165 lb/ft) POZO DISPARA @ 07:15 HORAS, DATOS DE APORTE: Amperaje:13 Amp RPM cabezal: 90 Voltaje: 145 torque: 13% (175b/ft), THP : 175 psi. | |
| | | | 3182 | 3436 | 3225 | | | | | |
| 26/03/2012 | WSV | TUBERIA ROTA | - | - | - | - | 2616 | 3334 | Pozo con alto aporte de arena, fuerte hidráulica en línea . Se ha arenado en dos ocasiones se le cambio bomba nueva, bomba salió en buen estado y se instaló en el Bonanza 20. Actualmente el pozo tiene al parecer pase por tubería, pendiente entrada de equipo. | 28.40-500 NBRA |

Figura 17. Gráfica del historial de falla para el pozo Bonanza 032.



Fuente. Figura realizada por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

De acuerdo con la información registrada anteriormente se concluye que:

- El pozo inició su operación el día 14 de Febrero de 2011 con el sistema PCP bomba WTF 28.40-500 con una producción de 130 bopd durante 25 días en donde presentó la primera falla del sistema debido a bomba pegada por

arenamiento⁸. Se obtuvo el registro de la sumergencia total en esos días y se notó una disminución considerable; luego se procedió a revisar las RPMs y se observaron cambios en los últimos 5 días antes de la falla (90 a 160 RPM).

- En las limpiezas de arena realizadas se notó la alta tasa de arenamiento del pozo, presentando en promedio aportes de 120 pies entre cada viaje de la bomba desarenadora.
- En cuanto a producción, en la gráfica se observan altos valores de BS&W después de cada intervención, debido principalmente a que el pozo toma y se debe esperar unos días mientras se estabiliza el BS&W.
- A partir del **13/12/2011** se observó una caída en la producción y un alto flujo de gas a través del anular, de inmediato se procedió a aumentar los parámetros de extracción aunque sin notable efecto.
- Se observan algunas variaciones abruptas de RPM, considerándose un parámetro clave a la hora de analizar los factores que afectan la bomba.

| POZO | FECHA | SUMERGENCIA EFECTIVA |
|----------|------------|----------------------|
| BONA0032 | 24/02/2011 | 1354 |
| | 26/02/2011 | 1051 |
| | 28/02/2011 | 618 |

7.2 ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LOS POZOS CRITICOS DEL CAMPO BONANZA

Un porcentaje representativo de los pozos del campo Bonanza han presentado una alta frecuencia de fallas en los componentes de subsuelo, incrementando los costos de producción y reduciendo significativamente el volumen de crudo producido. En la siguiente figura se ilustra una evaluación realizada en el año 2011 para identificar los pozos considerados “areneros” y el costo promedio anual

⁸ Grupo Análisis de Fallas (Ing. Raúl Cañas – Ing. Martha Castro) Ecopetrol (SOM).

asociado a la producción de arena después de implementado el sistema de extracción PCP en los años 2010 y 2011.

Figura 18. Pozos Areneros Evaluados del Campo Bonanza.

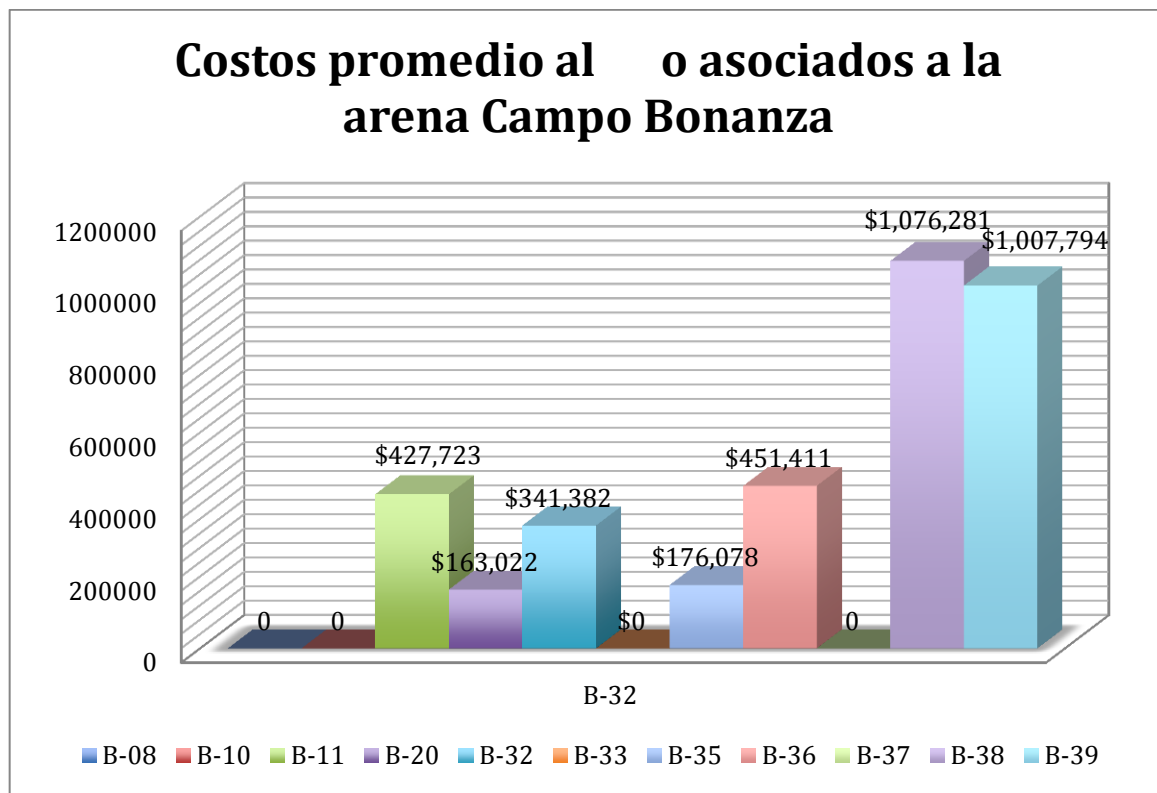
| POZOS ARENEROS - CAMPO BONANZA | | | | | |
|--------------------------------|-------------------|---------|--------------|-------------------------|---------------|
| Pozos | Inicio producción | Estado | Costo/año | Potencial de producción | Clasificación |
| B-08 | mar-68 | ABIERTO | \$- | BAJO | ARENERO |
| B-10 | abr-68 | ABIERTO | \$- | BAJO | ARENERO |
| B-11 | jun-69 | ABIERTO | \$ 427.723 | BAJO | ARENERO |
| B-20 | jul-84 | ABIERTO | \$ 163.022 | BAJO | ARENERO |
| B-32 | feb-11 | ABIERTO | \$ 341.382 | ALTO | ARENERO |
| B-33 | feb-11 | ABIERTO | \$- | ALTO | NO ARENERO |
| B-35 | mar-11 | ABIERTO | \$ 176.078 | ALTO | ARENERO |
| B-36 | mar-11 | ABIERTO | \$ 451.411 | BAJO | ARENERO |
| B-37 | may-11 | ABIERTO | \$- | ALTO | NO ARENERO |
| B-38 | jun-11 | ABIERTO | \$ 1.076.281 | ALTO | ARENERO |
| B-39 | jun-11 | ABIERTO | \$ 1.007.794 | ALTO | ARENERO |

Fuente. Modificado de Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza - Ecopetrol S.A

Acorde con el capítulo anterior en donde se identifican los pozos B-32, B-35, B-38 y B-39 como “críticos” los cuales tienen menor *Tiempo medio entre fallas (TMF)* y mayor impacto en la producción, en la gráfica anterior se añade un factor importante que ayuda a caracterizarlos por su facilidad de arenamiento.

Cuantificando los costos de los 12 pozos evaluados, el costo promedio anual asociado a la producción de arena para el campo Bonanza es de **U\$ 3.643.691.**

Figura 19. Costos promedio al año asociados a la arena - Campo Bonanza.



Fuente. Grafica realizada por el autor con información tomada de Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza - Ecopetrol S.A

En base a lo anterior este informe se enfocó principalmente en 4 pozos con alto número de fallas presentadas desde el 2011 hasta la fecha (4 Junio 2012) y de buen aporte a la producción del campo.

En el siguiente informe se detallará las posibles causas raíces que ocasionan fallas en el sistema en los pozos “críticos” del campo Bonanza, haciendo mayor énfasis en los pozos Bon 39 y Bon 38.

➤ **Pozo BON 039**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo BON 039
- Caracterización de elementos fallados BON 039

- Reporte de producción del pozo BON 039
- Histórico de pruebas Sonolog (DINASON)
- Caracterización de intervalos areneros del pozo BON 039


Según el histórico de fallas el pozo viene presentando fallas asociadas a bomba arenada-pegada desde los primeros 12 días después de su puesta en producción (31 de Mayo de 2011). Se han realizado 7 trabajos de Well Service debido a falla en la bomba y 1 intervención por tubería rota.

Se cuenta con elementos fallados retirados del pozo, en los cuales se puede observar la alta tasa de arenamiento de éste, que de acuerdo con los últimos fondos reportados, éste aporta aproximadamente 213 ft/mes de arena. El reporte del taller de bombas de Weatherford, actual empresa encargada del soporte técnico de los sistemas de levantamiento de cavidades progresivas en el campo Bonanza, indica que se ha encontrado arena y rastros de desgaste en los elementos retirados de la bomba; en tanto el reporte de producción indica que el pozo presenta una producción bruta de 150 BFPD y un BS&W de 30 %.

El pozo tiene un historial de uso de bombas PCP GEREMIA 28.40-500 NBRA, considerada como aquella que cumplía con los requerimientos después de simular varios escenarios de explotación, siendo capaz de manejar las producciones proyectadas para el pozo entre 50 BFPD y 200 BFPD a velocidades entre 70 y 300 RPM con eficiencias volumétricas entre 60% y 70%. Se tiene también que la bomba estaría cargada entre el 45% y el 47% de su capacidad nominal de levantamiento.

De acuerdo a una prueba de banco realizada a la bomba por Weatherford, se obtuvo el siguiente reporte:

Figura 20. Reporte de Prueba de Bomba Convencional 28.40-500 del Pozo BON 039.

| | | | |
|---|-----------------------------------|---------|------------|
|  | REPORTE DE PRUEBA DE BOMBA | PTR N°: | 1341 |
| | | FECHA: | 24/10/2011 |
| | | NUEVA | |

| | | | |
|---------|-----|------|-----|
| CLIENTE | WFT | OIT: | N/A |
|---------|-----|------|-----|

| | | | | | | |
|-----------|------|------------------|------------|----------------|------|----------|
| FLUIDO: | Agua | MODELO: | 28.40-500 | ELASTOMERO | NBRA | |
| | | ROTOR N° : | 2749250611 | ROTOR TIPO | UND | |
| TEMP MAX: | 40 | STATOR N° : | 2748090511 | DESPLAZAMIENTO | 1 | BFPD/RPM |
| TEMP MIN: | 40 | PESO(Kg)@100 RPM | 11,5 | P Lift Nominal | 2800 | psi |

| SPEED [RPM] | PRES. PSI | Lift (ft) | Tiempo (s) | CAPACITY Oil (b/d) | TORQUE % | TORQUE (lbf. Ft) | VOL. EFF. [η] |
|------------------|--------------|--------------|---------------|-----------------------|-------------|---------------------|--------------------|
| 200 | 0 | 0 | 80,00 | 150,0 | 4,00 | 53,00 | 0,75 |
| 200 | 400 | 923 | 84,00 | 142,9 | 6,00 | 79,00 | 0,71 |
| 200 | 800 | 1846 | 90,00 | 133,3 | 9,00 | 108,00 | 0,67 |
| 200 | 1200 | 2769 | 132,00 | 90,9 | 11,00 | 148,00 | 0,45 |
| 200 | 1600 | 3693 | 150,00 | 80,0 | 13,00 | 159,00 | 0,40 |

| | | | |
|------------|----------|------------|----------|
| Shutt Off: | 1800 psi | P. Nominal | 2800 psi |
|------------|----------|------------|----------|

| | | | |
|----------------|-------------------|---------------|------------------|
| Realizado por: | WILMER F. DIEDO U | Aprobado por: | LUISA VALDERRAMA |
|----------------|-------------------|---------------|------------------|

Fuente. Reporte del Taller de Bombas - Weatherford (Grupo PCP Barrancabermeja)

Acorde a la prueba de bomba realizada se realizó la gráfica de la Eficiencia vs la presión de levantamiento de la bomba y el torque respectivamente, operando a 200 RPM:

Figura 21. Grafica de la Eficiencia vs la presión de levantamiento de la bomba del Pozo BON 039.

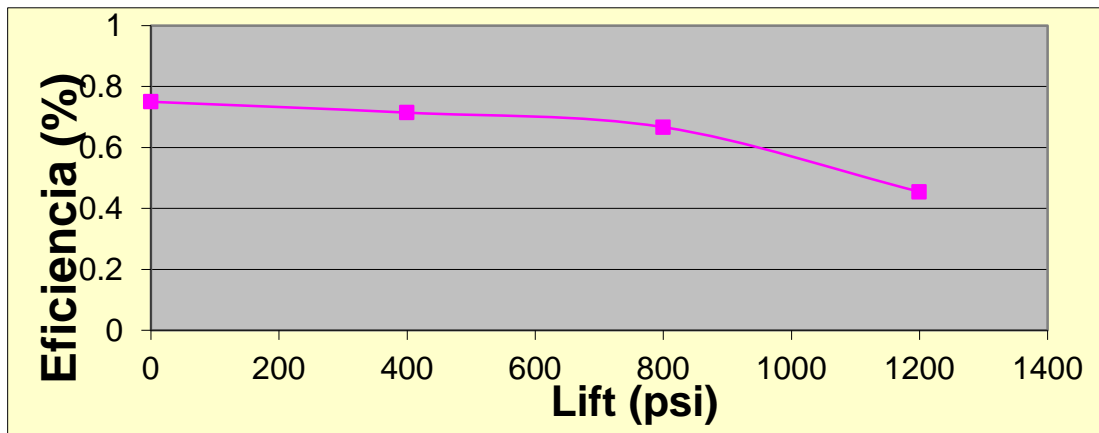
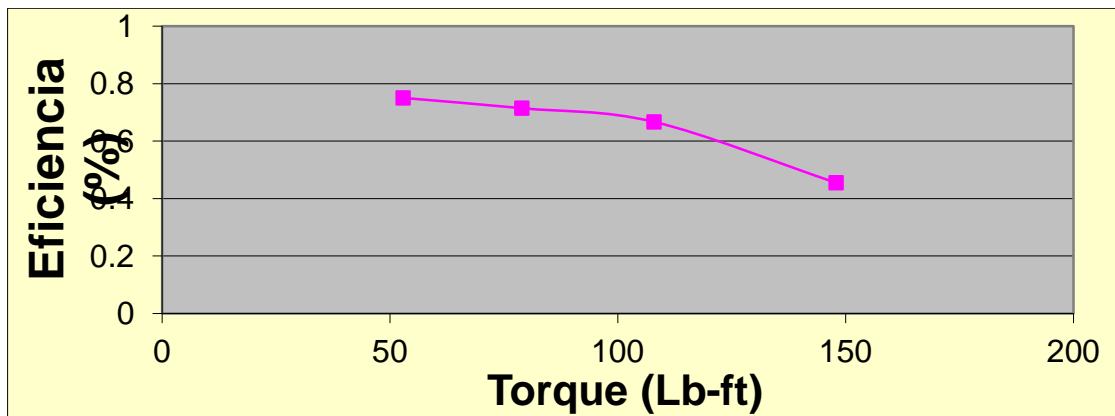


Figura 22. Grafica de la Eficiencia vs torque.



Fuente. Reporte del Taller de Bombas - Weatherford (Grupo PCP Barrancabermeja)

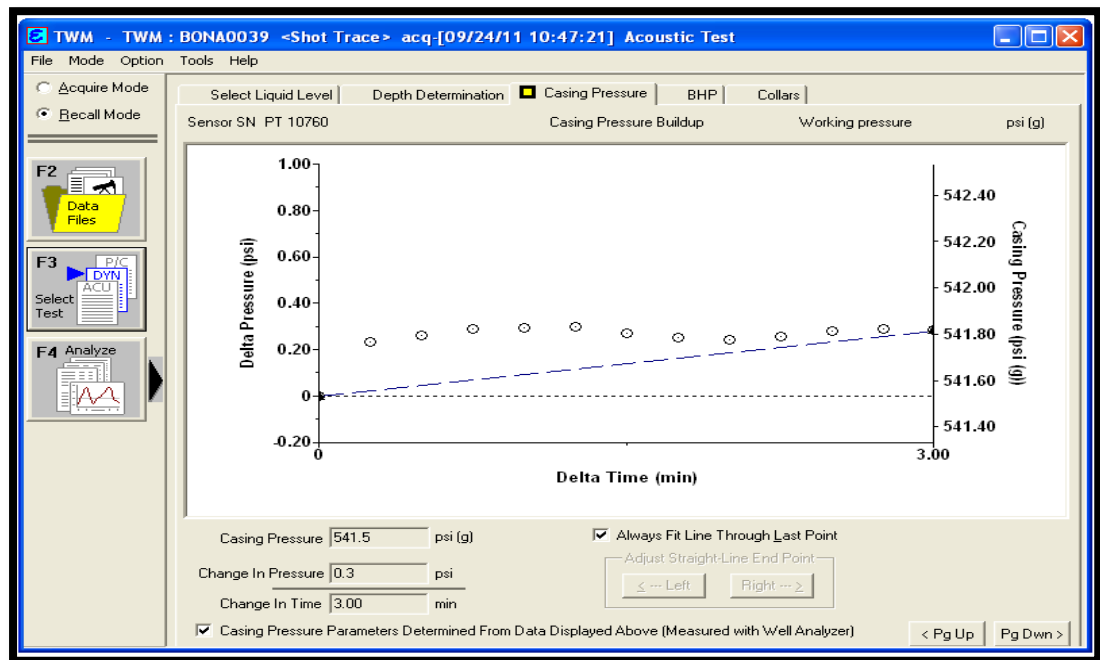
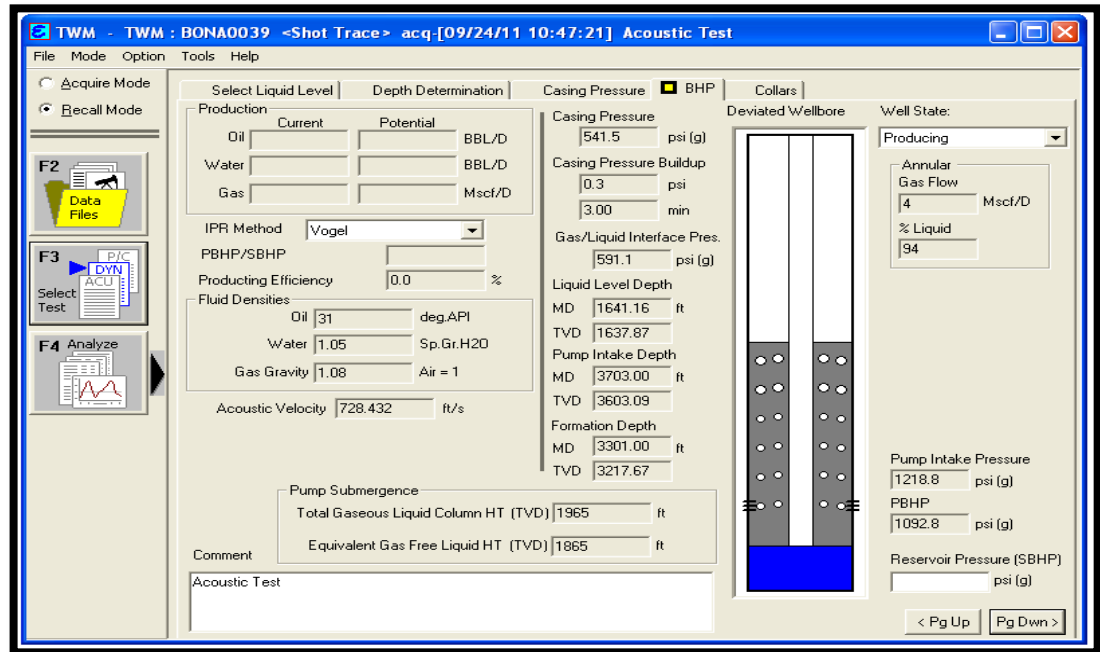
Condiciones de operación de la bomba

En el registro de sonolog tomado el 24 de Septiembre de 2011, se puede observar un nivel de fluido sobre la bomba de 1965 ft y un flujo de gas por el anular de 4 Mscf/ D; evidenciando unas condiciones de trabajo óptimas para la bomba. Según el reporte de Weatherford, los parámetros operacionales eran:

“THP 160 PSI, CHP 541.5 PSI - SE ENCONTRO VALVULA DEL ANULAR CERRADA, SE INFORMA DE INMEDIATO AL PERSONAL DE ECOPETROL DEL AREA. SUMERGENCIA TOTAL 402 FT, SUMERGENCIA EFECTIVA 400

FT, 80 RPM - 15A - 130V - 21 %, ALTA PRESION EN ANULAR, DESCARGAR A LA ATMOSFERA.”

Figura 23. Registro de Sonolog y de Presiones en Anulares Pozo BON 039.



Fuente. Ecopetrol S.A

Se revisaron los informes proporcionados por el taller de bombas, en la mayoría de los casos las bombas presentan alta presencia de arenas produciendo pega del rotor en el estator. La presencia de arena disminuye el rendimiento de la bomba y dependiendo de las condiciones de operación puede propiciar a la parada total del sistema.

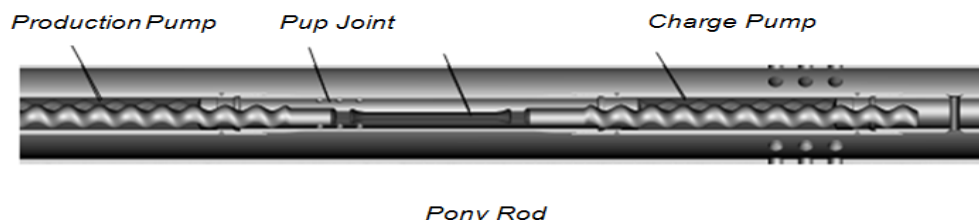
Para tratar de aliviar los problemas por arenamiento Weatherford propuso como última medida cambiar de bomba PCP convencional por una bomba tipo **Charge Pump** para manejar mejor la arena que aporta el pozo.

Esta nueva configuración consiste de dos bombas arregladas una encima de otra; una de alto volumen y bajo levantamiento ubicada en la parte inferior, la cual se encarga de circular el fluido (**Charge Pump**) y otra de bajo volumen y alto levantamiento ubicada en la parte superior encargada de producir dicho fluido (**Production Pump**).

Como se analizará más adelante este tipo de bomba ayuda a aumentar la velocidad de transporte del fluido; considerada como un parámetro muy importante a la hora de calcular la probabilidad de depositación de arena en el fondo del pozo ó producción de la misma junto con el fluido.

Esta bomba entra en producción el 16 de Octubre de 2011 a 60 RPM y 15% de Torque.

Figura 24. Configuración de la Charge Pump Instalada en el Pozo BON 039.



Fuente. Presentación Power Point – Sand Production by ©2010 Weatherford.

Figura 26. Eficiencia vs la presión de levantamiento de la bomba Charge Pump del Pozo BON 039.

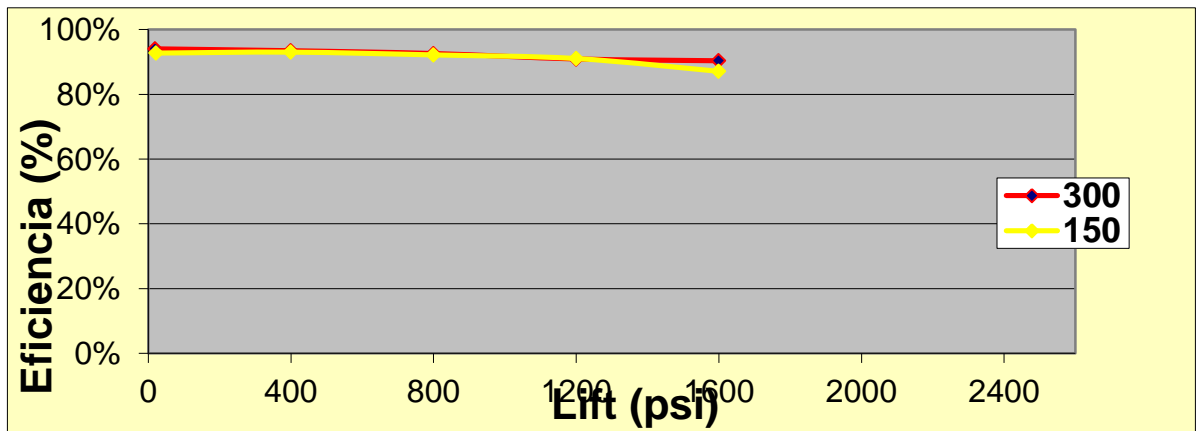
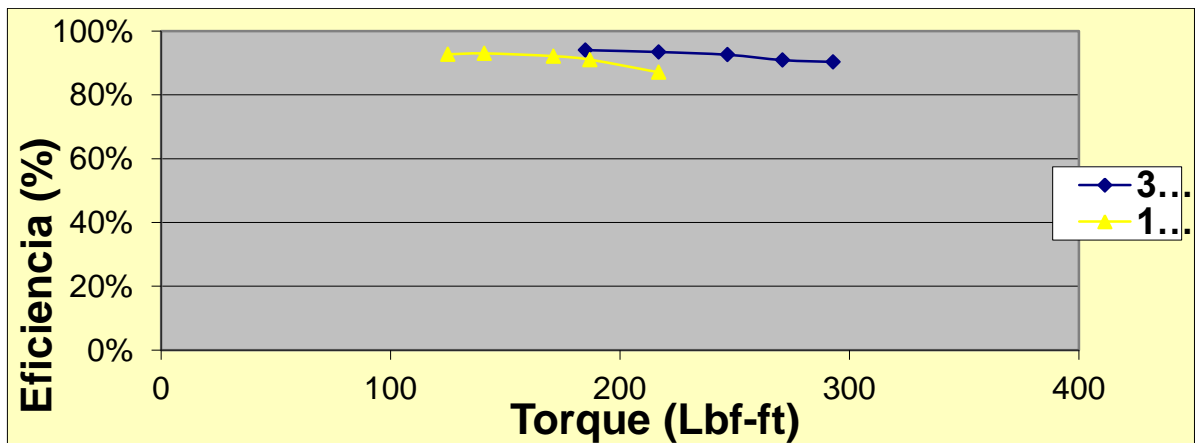


Figura 27. Grafica de la Eficiencia vs torque de la bomba Charge Pump del Pozo BON 039.



Fuente. Reporte del Taller de Bombas - Weatherford (Grupo PCP Barrancabermeja)

Según el diagnóstico del personal de análisis de falla; durante la revisión de la bomba saliente (charge pump) en el taller de Weatherford, se evidenció pega del rotor inferior en el estator, disminución de la eficiencia inicial de la bomba, probablemente por desgaste del elastómero.

A continuación algunas imágenes del estado de la bomba Charge Pump después de la intervención del pozo.

Figura 28. Pulling del BHA del Pozo BON 039.

Lower Rotor Modelo 32-200 / Accesorios se logran destorquear



Lower Rotor Modelo 32-200



***Lower stator con pup joint ranurado
Upper Rotor Modelo 15-1800 Sale
atascado en el estator***

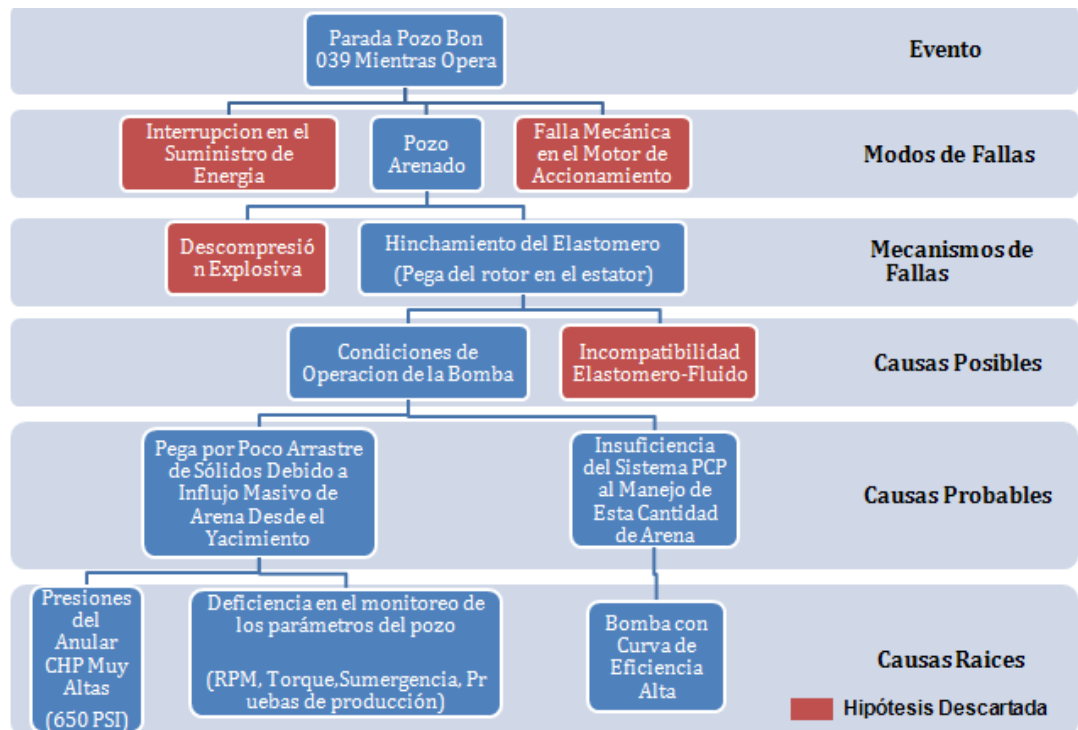


Fuente. Presentación Power Point "Estado de BHA de BONANZA 39 Durante Pulling" Weatherford (Grupo PCP Barrancabermeja)

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 de aumentos abruptos de RPM's y sobre presurización en el caising.

Con base en la información proporcionada, las evidencias encontradas y los hechos comprobables, se pueden evaluar las posibles causas posibles y probables, y con ello determinar cuál de ellas constituye la causa raíz del daño. El diagrama de pensamiento lógico⁹ 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, para poder llegar a las causas raíces que ocasionaron la parada y el daño del sistema de bombeo.

Figura 29. Diagrama de Pensamiento Lógico Falla en Bomba Pozo Bon 039.



⁹ 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.

El mayor porcentaje de las paradas del sistema presentadas en el pozo Bonanza 39 son por pega de bomba por arenamiento, el cual se manifiesta al momento de realizar los intentos de re-arranque, en donde el torque se incrementa drásticamente hasta un 51% ^[9]. El desempeño de esta bomba en el pozo se ve afectado directamente por la presencia de arena, la presencia de gas no es un inconveniente para la bomba, en tal situación ya se hubiesen reportado bajas eficiencias volumétricas ó se hubiera notificado de señales de descompresión explosiva en el elastómero.

La pega de la bomba no ocurre por falla en el sistema de suministro de energía, no se han registrado daños en ningún elemento en el equipo de superficie (alternador, cabezal, etc); la falla ocurre debido a las condiciones operativas de la bomba, es decir, la pega ocurrió por el poco arrastre de sólidos debido al influjo masivo de arena desde el yacimiento o por insuficiencia del sistema de bombeo para manejar cantidades excesivas de arena (Bomba con curva de eficiencia alta)^[9]. Se han observado algunos parámetros de operación, en los cuales el pozo ha trabajado en varias ocasiones con anular casing-tubería de producción sobre presurizadas (CHP muy altas - 560 PSI), lo cual puede influir en la pérdida de nivel del pozo, provocado por un efecto pistón de empuje del gas sobre la columna de fluido, ayudando a que se produzcan baches de arenas, los cuales se depositan sobre la bomba generando la pega de la misma.

Otro factor altamente influyente en la migración de arena hacia el fondo del pozo son los cambios bruscos en las RPM's; según la data del variador instalado en superficie se han registrado cambios de hasta 50 RPM en solo dos días. Para el personal de producción del campo es desconocida la fuente de dichos incrementos, puesto que ellos no los han solicitado ni ejecutado.

Con lo concerniente al estado mecánico del pozo, este es desviado tipo J, con una zona crítica de desviación entre 1500 ft y 2000 ft lo que hace que se pierda velocidad de arrastre y la arena o sólidos tiendan a depositarse aumentando el riesgo de pega de la bomba¹⁰.

Con la obtención de los resultados de los diferentes análisis granulométricos realizados a muestras de 1kg de arena recolectadas tanto en la recámara de la bomba desarenadora como en la bomba de subsuelo en las diferentes intervenciones que se han ejecutado y las características del fluido producido, se procedió a calcular la velocidad crítica de flujo y la velocidad de asentamiento de las partículas de arena para determinar bajo qué condiciones de extracción la arena saldrá a superficie o se decantará al fondo del pozo.

DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD CRÍTICA DE FLUJO

La velocidad crítica de flujo es la tasa máxima de flujo por encima de la cual los fluidos producidos adquieren el potencial para transportar la arena hasta superficie o por debajo de la cual la arena se deposita en el fondo del pozo¹¹.

(Zeidler, 1974) propuso que la velocidad de flujo promedio debe ser por lo menos el doble de la velocidad de sedimentación de las partículas para lograr una buena limpieza del hoyo:



¹⁰ Ing. Martha Castro – Raúl Cañas. Reporte de Fallas SOM – Ecopetrol S.A

¹¹ Presentación Power Point “Revisión Estadística De Fallas En Sistemas PCP Campo Bonanza” – ©2010 Weatherford.

Correlaciones para la Determinación de la Velocidad de Deslizamiento del Sólido

Factores importantes

- Densidad de la partícula
- Volumen de la partícula
- Forma de la partícula

Para calcular la velocidad de deslizamiento del sólido se seleccionó la correlación de Chien (1994):¹²

$$V = 86,4 \sqrt{d_s \left(\frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} \right)}$$

d_s = Diámetro de la partícula [in]
 ρ_s = Densidad del sólido [lb/gal] ó [gr/cm³]
 ρ_f = Densidad del fluido [lb/gal] ó [gr/cm³]
 V = Velocidad de desplazamiento de la partícula [ft/min]

*Solo aplica para números de Reynolds menores a 100.

Teniendo en cuenta que la densidad del fluido varía con el corte del agua, ésta se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_{fluido} = (\rho_w * CW) + (1 - CW) * \rho_{oil}$$

La densidad del crudo se calculó a partir de la gravedad API del pozo usando la expresión:

$$GE @ 60 F = \frac{141,5}{(Gravedad API + 131,5)}$$

$$GE @ 60 F = \frac{141,5}{(22 + 131,5)} \rightarrow \text{Gravedad BZ-39: 22 API}$$

$$GE @ 60 F = 0,9218 \text{ gr/cm}^3$$

$$GE @ 60 F = \frac{\rho_{OIL}}{\rho_{Water}}$$

$$\rho_{OIL} = GE @ 60 F * \rho_{Water} \Rightarrow \rho_{oil} = \frac{GE_{OIL}}{GE_{Water}} = 0,9218 \text{ gr/cm}^3$$

¹² Development And Evaluation Of Various Drilling Fluids For Slim Wells - University Of Oklahoma by Mojisola G. Enilari

Teniendo en cuenta el corte de agua (CW) se calcula la densidad del fluido:

$$\rho_{fluido} = (\rho_w * CW) + (1 - CW) * \rho_{oil} \rightarrow CW_{BZ-39}: 1\% = 0,01$$

$$\rho_{fluido} = (1 \text{ gr/cm}^3 * 0,01) + (1 - 0,01) * 0,9218 \text{ gr/cm}^3$$

$$\rho_{fluido} = 0,922582 \text{ gr/cm}^3$$

$$d_s = 0,008346 \text{ in} \rightarrow \text{De acuerdo al tamaño de grano medio sacado según la granulometría calculada para la muestra del BZ-39 según informe de ICP.}$$

$$\rho_s = 2,65 \text{ gr/cm}^3 \rightarrow \text{Dato asumido y tomado de literatura.}$$

Correlación de Chien:

$$V = 86,4 * \sqrt{d_s * \left(\frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f}\right)} = 86,4 * \sqrt{0,008346 * \left(\frac{2,65 - 0,922582}{0,922582}\right)} = 10,80 \frac{ft}{min}$$

La correlación anterior es muy útil y practica cuando se tienen pocos datos acerca del pozo y el tipo de fluido; pero cuando se quiere un estimativo más exacto y se dispone de más datos, se recomienda usar la correlación de Moore¹³, ya que está a diferencia de la de Chien incorpora un parámetro muy importante del fluido como lo es la *viscosidad*.

Otro parámetro importante e influyente en el fenómeno de depositación de arena es conocer la velocidad de transporte o arrastre de los fluidos; ya que para asegurar el transporte de la arena (arrastre) es necesario que se cumpla:

$$V_{transporte} > V_{asentamiento}$$

$$V_{transporte} = \frac{CQ}{D_t^2 - D_r^2}$$

C = Constante (0,0119x10⁻³)

Q = Tasa de producción (Bls/día)

$$V_{asentamiento} = \frac{CD_p(\rho_s - \rho_f)}{\mu}$$

C = Constante (18,48)

μ = Viscosidad del fluido (Cp)

¹³ Development And Evaluation Of Various Drilling Fluids For Slim Wells - University Of Oklahoma by Mojisola G. Enilari

D_t = Diám. interno de la tub. de producción (pulg)
 D_r = Diám. externo de la sarta de varillas (pulg)
 $V_{transporte}$ = Vel. de transporte del fluido (ft/seg)

D_p = Diámetro de la partícula de arena (pulg)
 ρ_s = Densidad de la arena (lbs/ft³)
 ρ_f = Densidad del fluido (lbs/ft³)
 $V_{asentamiento}$ = Velocidad de asentamiento de las partículas de arena (ft/seg)

Datos Obtenidos para el Grano de Arena Fina

$$\rho_{Sólidos} = 2.65 \frac{gr}{cm^3} = 165.43 \frac{lb}{ft^3} \quad \rho_{Fluido} = 0.922582 \frac{gr}{cm^3} = 57.60 \frac{lb}{ft^3}$$

$$V_{asentamiento} = 18.48 \underset{\uparrow}{0.008346 \text{ in}} \frac{165.43 - 57.60 \frac{lb}{ft^3}}{71.27 \text{ cp}} = 0.233 \frac{ft}{seg} = 14 \frac{ft}{min}$$

Diámetro de partícula: 212 μm

$$V_{transporte} = \frac{0.0119 \times 10^{-3} \times 110 \text{ bls}}{(2.875^2 - 2.165^2)} = 3.65 \times 10^{-4} \frac{ft}{seg} = 0.022 \frac{ft}{min}$$

Datos Obtenidos para el Grano de Arena Gruesa

$$V_{transporte} = \frac{0.0119 \times 10^{-3} \times 110 \text{ bls}}{(2.875^2 - 2.165^2)} = 3.65 \times 10^{-4} \frac{ft}{seg} = 0.022 \frac{ft}{min}$$

Diámetro de partícula: 600 μm

$$V_{asentamiento} = 18.48 \underset{\downarrow}{0.02362 \text{ in}} \frac{165.43 - 57.60 \frac{lb}{ft^3}}{71.27 \text{ cp}} = 0.66 \frac{ft}{seg} = 39.63 \frac{ft}{min}$$

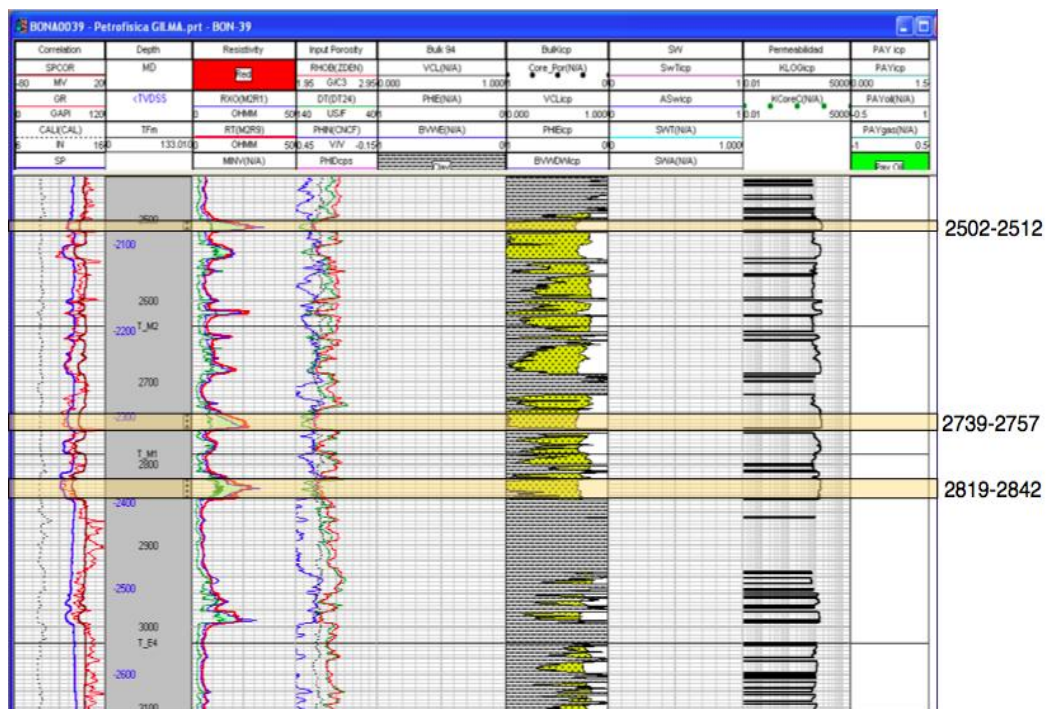
CARACTERIZACION DE INTERVALOS ARENEROS

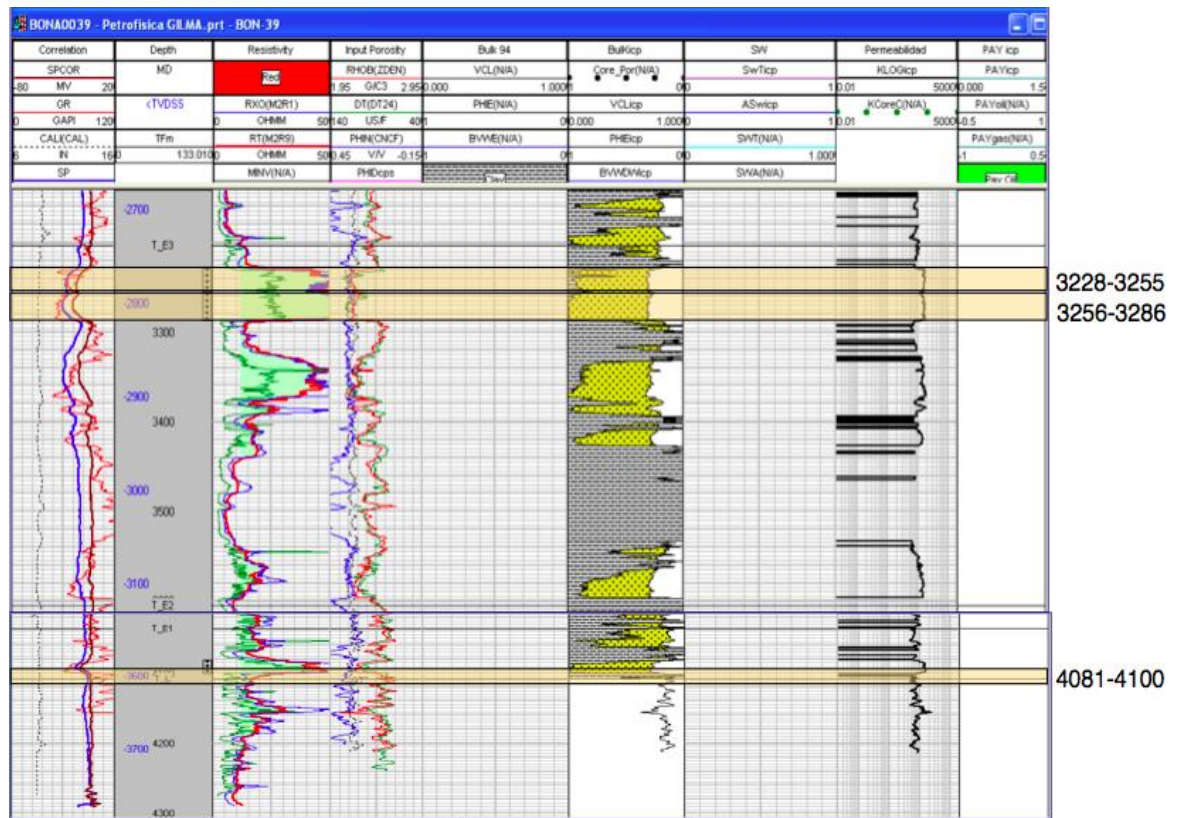
Debido a la característica particular del pozo Bonanza 39 de producir excesivos baches de arenas y de algunas condiciones operativas que ayudan a que suceda este fenómeno más a menudo, es importante caracterizar e identificar aquellos intervalos que intervienen en la producción de arena de este pozo.

Para la caracterización adecuada de los intervalos areneros es necesario identificar el modelo petrofísico de las zonas en los intervalos que se encuentran abiertos; en la figura 30 se observan los intervalos abiertos en el pozo y su respectiva descripción petrofísica.

El segundo factor importante dentro de la caracterización lo constituye el análisis granulométrico, el cual permite establecer la distribución de tamaño de partícula tanto menor como mayor.

Figura 30. Modelo Petrofísico Pozo Bonanza 39.





Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A (Geographix-PrizM)

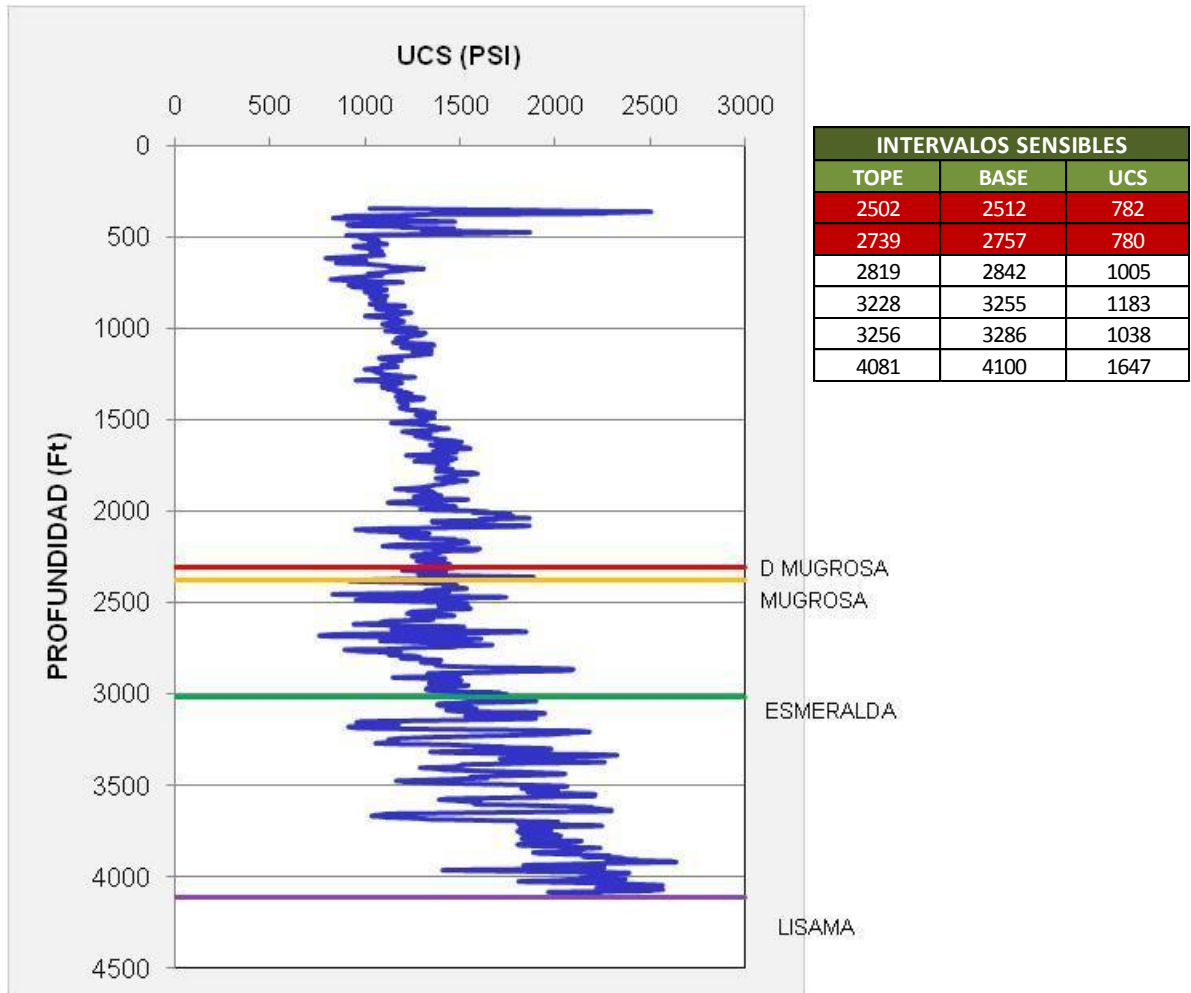
El último factor considerado en la caracterización de los intervalos areneros es la *resistencia uniaxial a la compresión (UC)*¹⁴, el cual es una representación de las propiedades mecánicas de la roca de interés presente en el campo y como se enunciará más adelante en el análisis del pozo Bonanza 38 este factor es muy importante a la hora de calcular el drawdown crítico al cual fallaría la roca, que en este caso lo relacionamos con “producción de arena”.

En la figura 31 se presentan los valores de UCS calculados por *el equipo de Gerenciamiento y Exclusión de Arena en Campo Bonanza* para los intervalos abiertos del pozo Bonanza 39 donde se pueden observar 2 intervalos que exhiben

¹⁴ De acuerdo al programa Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza – Ecopetrol S.A se debe aclarar que la incertidumbre en el modelo de propiedades mecánicas es considerable, teniendo en cuenta que no se cuenta con información de laboratorio de este campo para validar las correlaciones empleadas para el cálculo de UCS

valores de UCS menores a 1000¹⁵, las cuales indican propiedades de roca no consolidada a friables propensas a la producción de arena. Como dato curioso los dos intervalos identificados como areneros coinciden con ser los dos primero intervalos abiertos en el pozo ubicados en formación Mugrosa.

Figura 31. UCS Calculado Para El Pozo Bonanza 39.



Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A

¹⁵ Tomado de Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza – Ecopetrol S.A

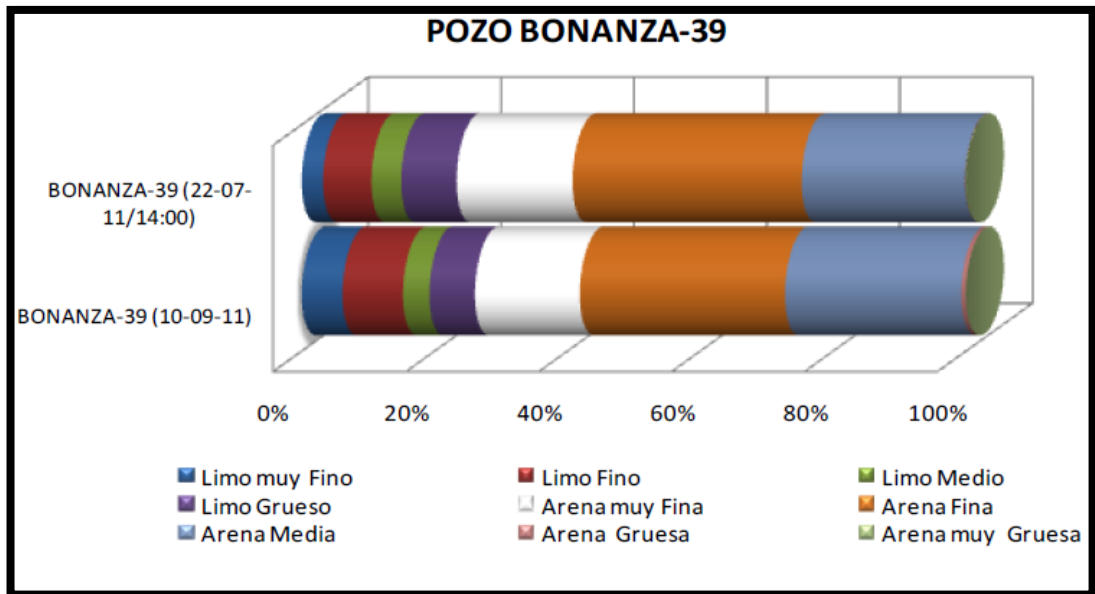
CONCLUSIONES

- De la historia de producción del pozo, se puede decir que el pozo tiene problemas graves de arenamiento con una alta tasa de depositación de esta, confirmada con los fondos encontrados en las intervenciones realizadas al mismo.
 - Por el survey del pozo se observa que en la zona crítica de desviación comprendida entre 1500 ft y 2000 ft (ángulos de desviación de hasta 22°) se presentan pérdidas de velocidad de arrastre, permitiendo que la arena tienda a depositarse aumentado con ello el riesgo de pega de la bomba.
 - Se concluye que la mayoría de los eventos de arenamiento del pozo están relacionados a factores externos al comportamiento del sistema de cavidades progresivas, tales como paradas (mantenimiento de cabezales-paro de comunidad), presiones muy altas en el anular CHP y aumentos bruscos de RPM.
 - Las paradas del sistema por mantenimiento de cabezales ó paros de la comunidad en el área de Bonanza son un factor que puede agravar el problema de arenamiento del pozo, ya que perturba la producción, logrando que la arena en la tubería se deslice y decante al fondo, produciendo mayor riesgo de pega del mismo.
 - De acuerdo a los cálculos realizados con la correlación de Chien y la ley de Stoke se concluye que la velocidad de transporte del fluido ($0.022 \frac{ft}{min}$) es mucho menor a la velocidad de asentamiento de la particular, tanto la de grano fino ($14 \frac{ft}{min}$) como la de grano grueso ($39,63 \frac{ft}{min}$); razón por la cual es de esperar observar depositación de este tamaño de partícula en fondo; el efecto de pegue de bomba puede presentarse debido a un bache de arena en producción de fondo del pozo.
- *Se tomó como tamaño de partícula 212 micrómetros, ya que es el tamaño de la partícula más fina, con mayor población en la muestra tomada (16,10 %

fracción en peso). Cabe destacar que de acuerdo a la granulometría del pozo, el tamaño de partícula gruesa es la que se encuentra en menor proporción.

Figura 32. Distribución Granulométrica Tamaño de Partícula.

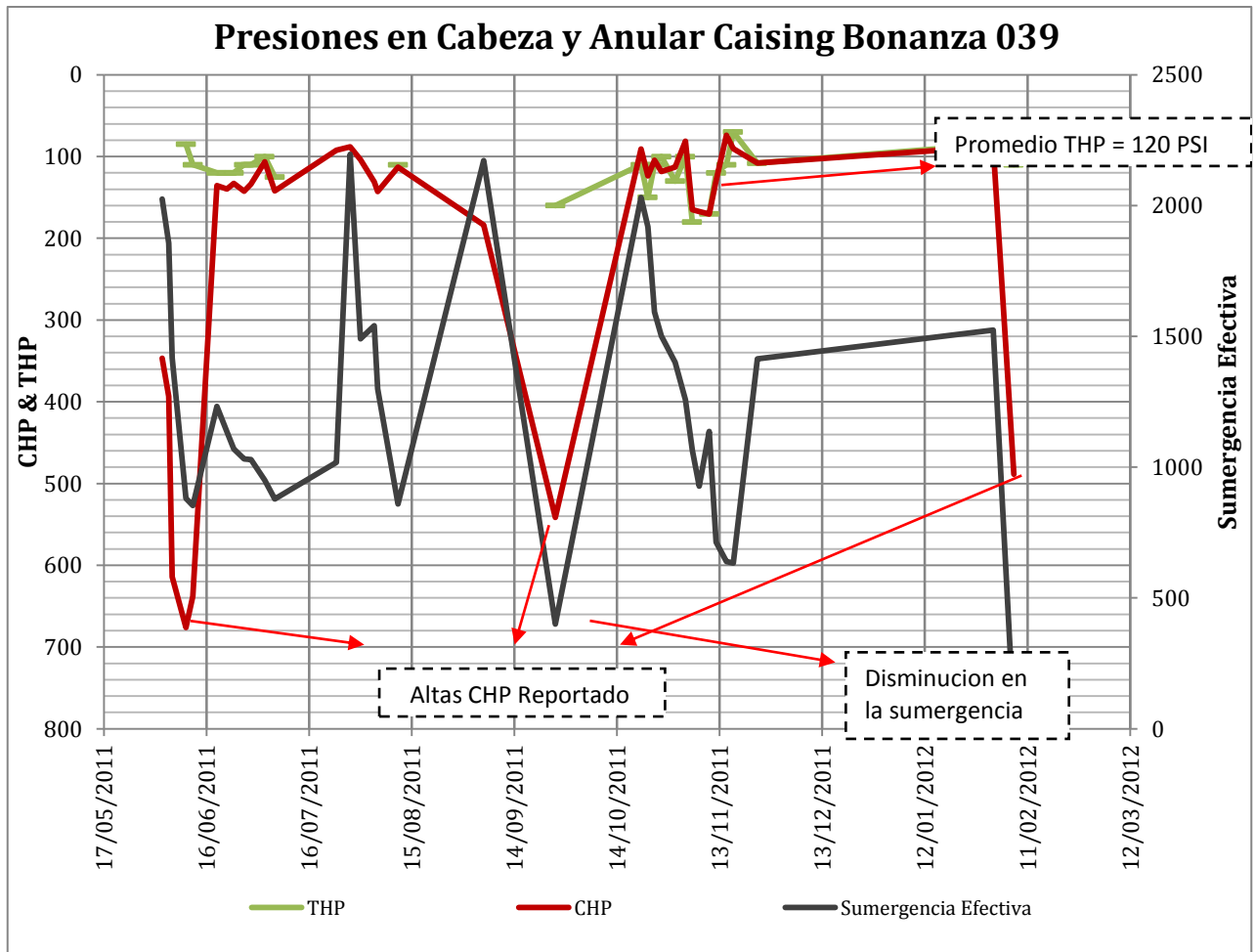
| Profundidad | | | BONANZA-39 (22-07-11/14:00) | | BONANZA-39 (10-09-11) | |
|------------------|--------|------------|--------------------------------|------------------|--------------------------|------------------|
| Tamaño de grano | | | Q3(x) | Fracción en peso | Q3(x) | Fracción en peso |
| Clase de Tamaño | [Mesh] | [μ m] | (%) | (%) | (%) | (%) |
| Arena Fina | 100 | 150 | 49.37 | 8.92 | 51.10 | 9.23 |
| | 80 | 180 | 51.47 | 2.10 | 53.57 | 2.47 |
| | 70 | 212 | 71.88 | 20.41 | 69.67 | 16.10 |
| | 60 | 250 | 74.68 | 2.80 | 72.77 | 3.10 |
| Arena Media | 50 | 300 | 88.13 | 13.45 | 85.07 | 12.30 |
| | 40 | 425 | 96.88 | 8.75 | 96.53 | 11.46 |
| | 35 | 500 | 99.04 | 2.16 | 99.30 | 2.77 |
| Arena Gruesa | 30 | 600 | 99.54 | 0.50 | 99.80 | 0.50 |
| | 25 | 710 | 99.74 | 0.20 | 99.97 | 0.17 |
| | 20 | 850 | 99.84 | 0.1 | 100.00 | 0.03 |
| | 18 | 1000 | 99.87 | 0.03 | 100.00 | 0.00 |
| Arena muy Gruesa | 16 | 1180 | 99.87 | 0.00 | 100.00 | 0.00 |
| >1180 | | | 100.00 | 0.13 | 100.00 | 0.00 |



Fuente. Presentación Power Point “Revisión Estadística De Fallas En Sistemas PCP Campo Bonanza” – ©Weatherford. All Rights Reserved.

- Se observa que el pozo mantiene presiones en tubing por encima de 120 psi y 3 ocasiones en donde se reportaron altas presiones en el anular (ver figura 33). En ocasiones se ha presentado fuerte hidráulica en la línea de flujo¹⁶. la contrapresión generada favorece a una disminución en la sumergencia, ayudando a la producción de baches de arena.

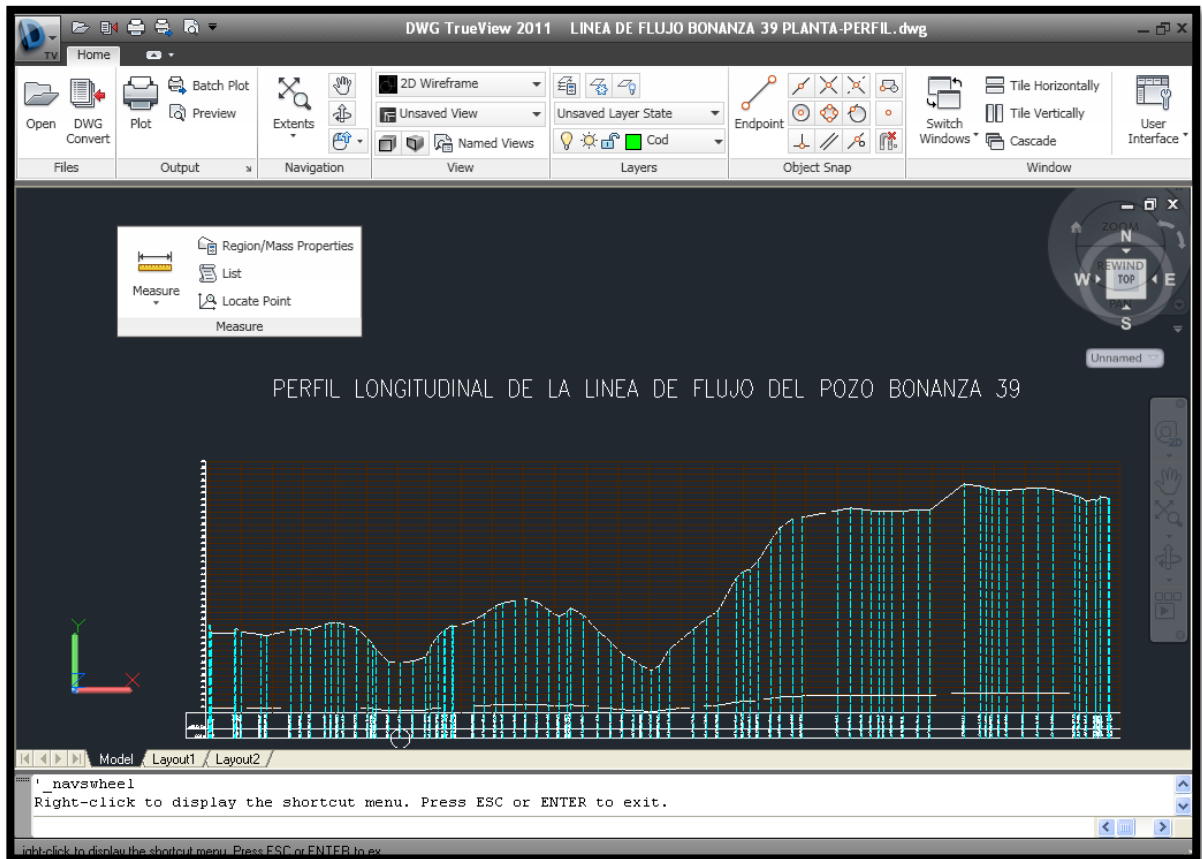
Figura 33. Registro de Presiones en Cabeza y Anular Caising Bonanza 039.



Fuente. Figura realizada por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

¹⁶ línea de flujo recorre 1669 ft hasta la serpentina y luego 1026 ft hasta la estación con una diferencia de alturas entre las líneas de 20 ft (Ver Figura 34).

Figura 34. Perfil Longitudinal de la Línea de Flujo del Pozo Bonanza 039.



Fuente. Departamento de Ingeniería y Confiabilidad - Ecopetrol (SOM).

Nota: debido a que la alta producción de arena que incrementaba las fallas del equipo de subsuelo y superficie, aumentando el riesgo de fallas catastróficas y creando intervenciones más continuas del equipo de workover y varilleo; se decidió implementar un programa de exclusión de arena que de acuerdo a criterios granulométricos se seleccionó el tratamiento químico llamado Sand Aid¹⁷ que no se detallará en este proyecto.

¹⁷ Sand Aid es una tecnología patentada por Weatherford la cual consiste en un tratamiento químico que simultáneamente aumenta el enlace entre partículas, reduce el corte de agua y atrapa los finos para así incrementar la máxima tasa libre de arena y reducir la producción de agua.

➤ **Pozo BON 038**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo BON 038
- Reporte de producción del pozo BON 038
- Histórico de pruebas Sonolog (DINASON)
- Caracterización de intervalos areneros del pozo BON 038

Según el histórico de fallas el pozo viene presentando fallas asociadas a bomba arenada-pegada desde los primeros 2 meses después de su puesta inicial en producción (8 de Junio de 2011). Se han realizado 8 trabajos de Well Service debido a falla en la bomba.

Se cuenta con el reporte de las limpiezas de arena realizadas al pozo, en los cuales se puede observar la alta tasa de arenamiento de éste, que de acuerdo con los últimos fondos reportados, éste aporta aproximadamente 0,2 bbls/día de arena. El reporte del taller de bombas de Weatherford indica que se ha encontrado arena y rastros de desgaste en los elementos retirados de la bomba; en tanto el reporte de producción indica que el pozo presenta una producción bruta de 140 BFPD y un BS&W de 0,2 %.

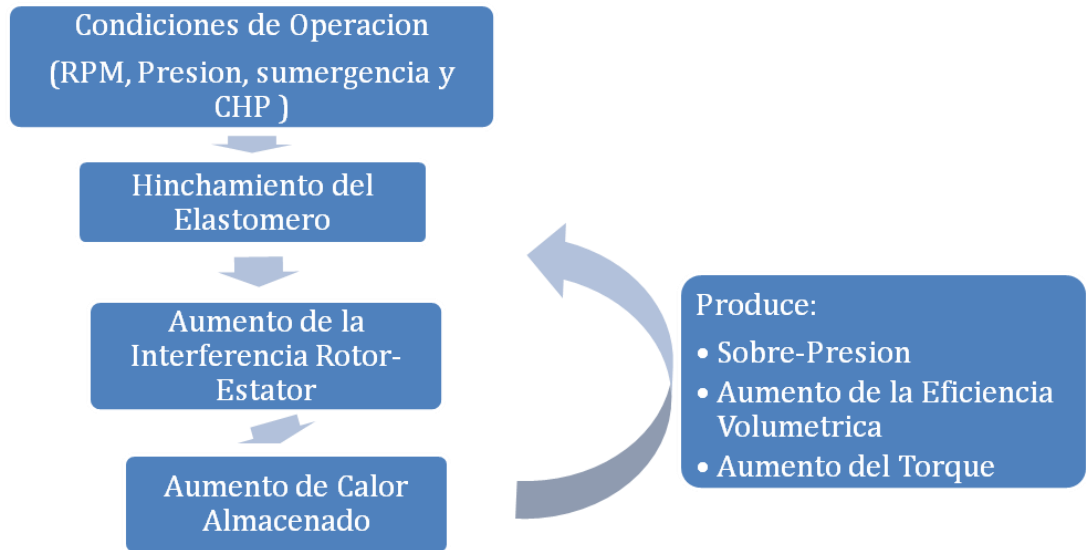
Figura 35. Reporte de Limpiezas de fondo realizadas al Pozo BON 038.

| FONDOS BONANZA 38 | | 1 tonelada métrica = 7,33 barriles de petróleo | | Espesores limpiados | VOLUMEN DE ARENA REMOVIDO | |
|--|------------|--|------------|---------------------|---------------------------|---------------|
| | | FONDO ENCONTRADO | FONDO POST | | Capacidad del caising | 0,0317 Bbl/ft |
| COMPLETAMIENTO | 08/06/2011 | | 3957 | | | |
| FLUSHING SIN ÉXITO | 12/08/2011 | | | | | |
| LIMPIEZA DE ARENA | 14/08/2011 | 3731 | 3957 | | | |
| Detalles | | | | | | |
| Viaje I Fondo encontrado 3731 ft Puentes de arena 3329-3339, 3460-3467 | | | | 89 | | 3 |
| Viaje II Fondo encontrado 3425 ft limpio puentes de arena y lodos hasta 3756 ft, limpio hasta 3832 ft (fino y lodo), no avanzó | | | | 76 | | 2 |
| Viaje III Fondo encontrado 3626 ft se fue libre hasta 3869 ft no avanzó más | | | | | | |
| Viaje IV Fondo encontrado 3860 ft limpió hasta 3957 ft, en una hora aportó hasta 3883 ft, se limpió hasta fondo | | | | 97 | 74 | 3 |
| LIMPIEZA DE ARENA | 06/09/2011 | 3723 | 3957 | | 234 | 7 |
| FLUSHING SIN ÉXITO | 28/09/2011 | | | | | |
| LIMPIEZA DE ARENA | 18/10/2011 | 3655 | 3957 | | 302 | 10 |
| VOLUMEN DE ARENA | | | | | | 25 |
| TASA DE PRODUCCIÓN DIARIA A PARTIR DE FONDOS | | | | | | 0,2 |
| | | | | | | Bbl/ día |

Fuente. Tomado de reportes de fondos encontrados Bonanza 38 – Ecopetrol S.A

Con base en la información proporcionada, las evidencias encontradas y los hechos comprobables, se pueden evaluar las posibles causas posibles y probables, y con ello determinar cuál de ellas constituye la causa raíz del daño. La siguiente figura ilustra el proceso y las condiciones para que ocurra el fenómeno de hinchamiento del elastómero, el cual es uno de los grandes contribuyentes a las paradas del sistema PCP en estos pozos.

Figura 36. Proceso Hinchamiento del Elastómero de la Bomba PCP del Pozo Bonanza 038.

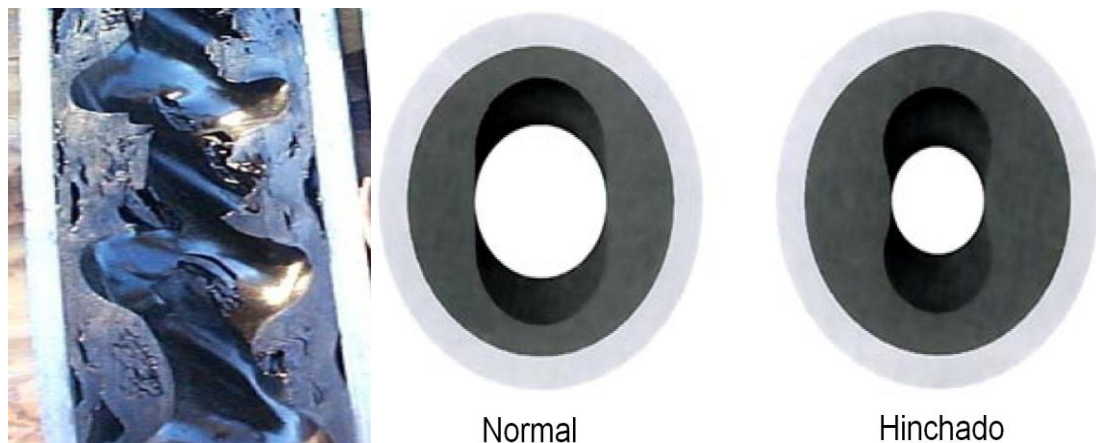


Fuente. Cuadro Realizado por el Autor con Información tomada del Grupo de Análisis de Fallas SOM – Ecopetrol S.A

La falla por hinchamiento del elastómero ocurre cuando el elastómero es afectado por fluidos de producción, tratamiento químico o incrementos de temperatura que son incompatibles tanto con la expansión química o térmica característico del material. La expansión química es generalmente causada cuando el elastómero entra en contacto con crudos de alto ° API o con tratamiento químico los cuales poseen alto porcentaje de aromáticos; esta expansión incrementa la interferencia rotor-estator y con ello el torque. Este hinchamiento es generalmente permanente e irreversible así sea que se haya removido la fuente que lo produjo.

La expansión térmica se produce debido al aumento de la temperatura y a diferencia del hinchamiento químico éste puede ser predicho, y con la ventaja de que no es permanente ya que una vez la temperatura disminuye la expansión térmica del elastómero también lo hace.

Figura 37. Fenómeno del hinchamiento en el elastómero.



Fuente. Basic in Progressing cavity pumping systems – Failure Analysis by Weatherford Limited.

La figura 36 nos indica que debido principalmente a las condiciones operativas (RPM, CHP, Sumergencia, presión, entre otras) provocan un hinchamiento del elastómero que en este caso es por “*expansión térmica*”; este hecho se sustenta en que, en ciertas pruebas de producción realizadas al pozo por el grupo de análisis de fallas, se notó una *alta eficiencia de la bomba*, sugiriendo una alta interferencia rotor - estator produciendo un aumento del calor almacenado y por ende de la temperatura; esto dando como resultado una sobre-presión y un aumento en el torque; sumándole a ello la poca consolidación que posee este yacimiento maduro, constituyen las causas raíz que ayudan a la producción de arena, la cual es también debida en parte a la fatiga que sufre la formación ocasionada por la presencia de cargas cíclicas inducidas por cambios bruscos en el drawdown.

En la literatura existen muchas correlaciones para el cálculo del drawdown crítico (CDP), al cual fallaría la roca (producción de arena), que están en función de la relación de Poisson, esfuerzo vertical, esfuerzo mínimo y la resistencia uniaxial a la compresión (UCS)¹⁸.

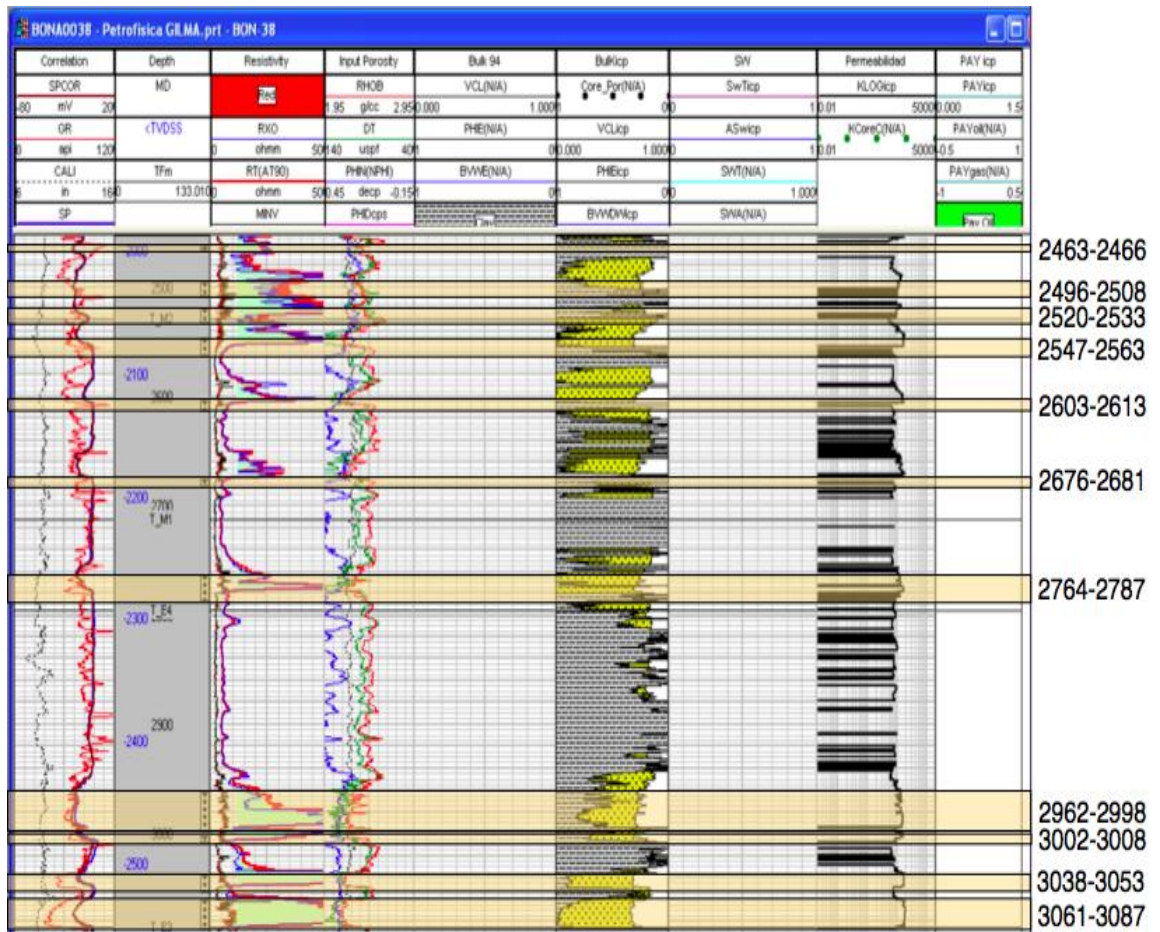
¹⁸ Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza - Ecopetrol S.A

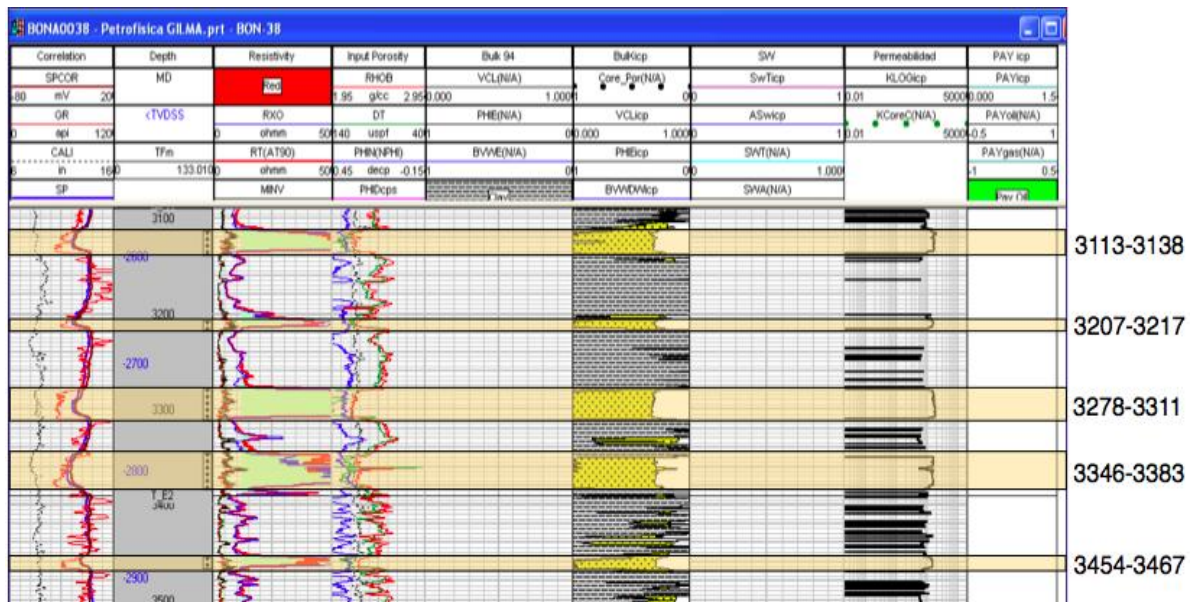
Luego de analizar las diferentes evidencias encontradas y los hechos comprobables, se concluye que *la pega de la bomba PCP no ocurre por falla en el sistema de suministro de energía, no se ha reportado ninguna falla en los equipos de superficie (variador, cabezal, etc); la falla en realidad ocurre en condiciones dinámicas de operación, por lo que la causa raíz es una pega debida al hinchamiento del elastómero y al influjo excesivo de arena desde el yacimiento.*

CARACTERIZACION DE INTERVALOS ARENEROS

Como se mencionó en el análisis del pozo Bonanza 39 la caracterización de los intervalos areneros se realiza en base al análisis granulométrico, modelo petrofísico y propiedades mecánicas (resistencia uniaxial a la compresión - UCS); El modelo petrofísico y los valores del UCS se detallan a continuación.

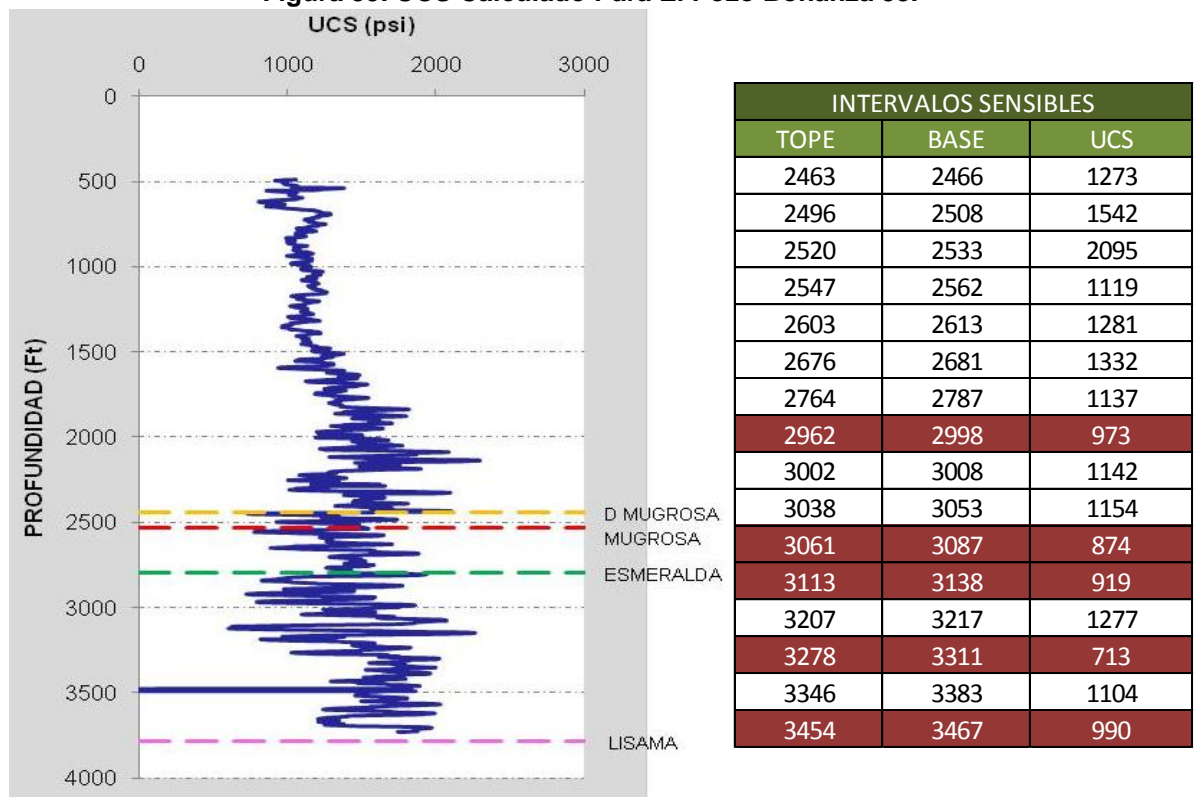
Figura 38. Modelo Petrofísico Pozo Bonanza 38.





Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A (Geographix-PrizM)

Figura 39. UCS Calculado Para El Pozo Bonanza 38.

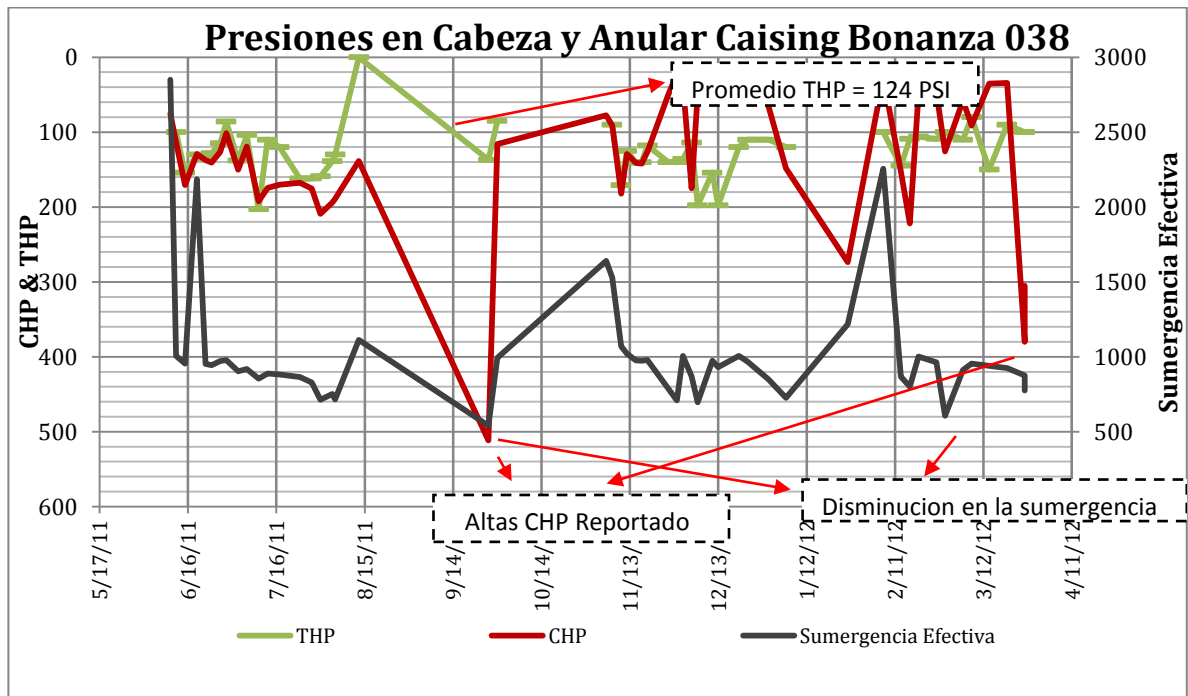


Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A

CONCLUSIONES

- De la historia de producción del pozo, se puede decir que el pozo tiene problemas graves de arenamiento, considerando que se encuentra en un yacimiento maduro en donde es muy propenso a que ocurra esto. los fondos encontrados en las intervenciones realizadas se detallan en la figura 35.
- Por el survey del pozo se observa que en la zona crítica de desviación comprendida entre 2000 ft y 2800 ft (ángulos de desviación de hasta 28°) se presentan perdidas de velocidad de arrastre, permitiendo que la arena tienda a depositarse aumentado con ello el riesgo de pega de la bomba.
- Se observa que el pozo mantiene presiones en tubing por encima de 124 psi y 2 ocasiones en donde se reportaron presiones en el anular mayores a los 380 psi, siendo un factor que puede ayudar a la pega de la bomba(ver figura 40).

Figura 40. Registro de Presiones en Cabeza y Anular Caising Bonanza 038.



Fuente. Figura realizada por el autor con información tomada de reportes Open Wells – Wesems de Ecopetrol (SOM).

- Los 5 intervalos considerados como areneros con UCS menores a 1000 se encuentran ubicados en la formación Esmeraldas.
- En resumen, el fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores son mayores que la resistencia mecánica de la formación y el fenómeno de pega de bomba ocurre cuando debido a las condiciones operativas el sistema PCP presenta insuficiencias a la hora de producir estas excesivas cantidades de arena.

➤ **Pozo BON 032**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo BON 032
- Reporte de producción del pozo BON 032
- Histórico de pruebas Sonolog (DINASON)
- Caracterización de intervalos areneros del pozo BON 032

Según el histórico de fallas se deduce que después de implementada la bomba PCP, el pozo ha tenido diferencial de presión alto (drawdown) que puede ocasionar desestabilización de la formación y generar mayor producción de arena; esto se refleja en las paradas que tuvo el pozo en el periodo de Marzo a Mayo del 2011, después hubo cierta estabilización en los niveles y drawdown que han mantenido al pozo sin intervenciones por arenamiento.

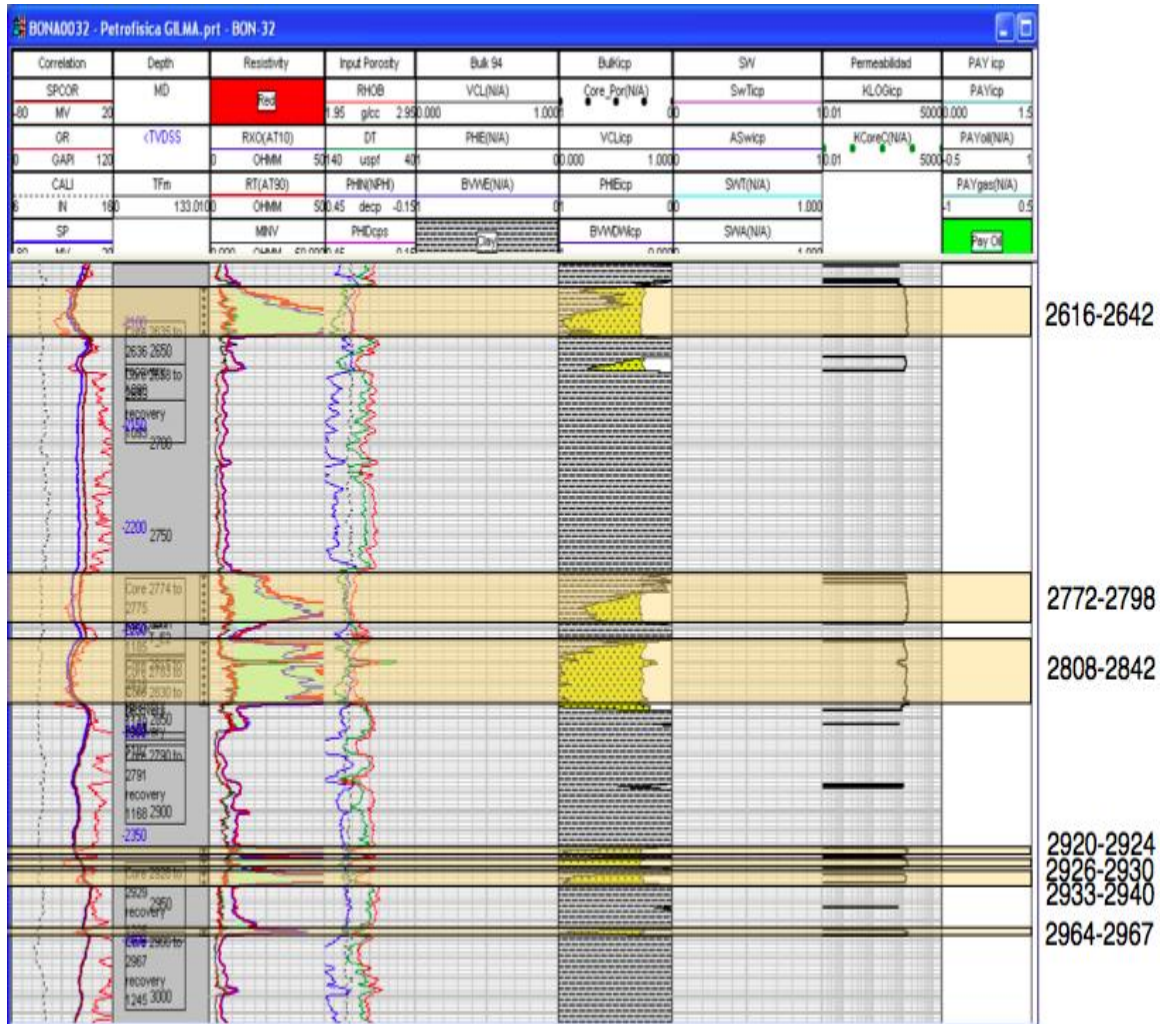
En cuanto a producción el pozo estuvo produciendo a un ritmo constante en promedio 110 bbls/d hasta finales del 2011 en donde hubo una disminución de esta hasta valores de 20 bbls/d.

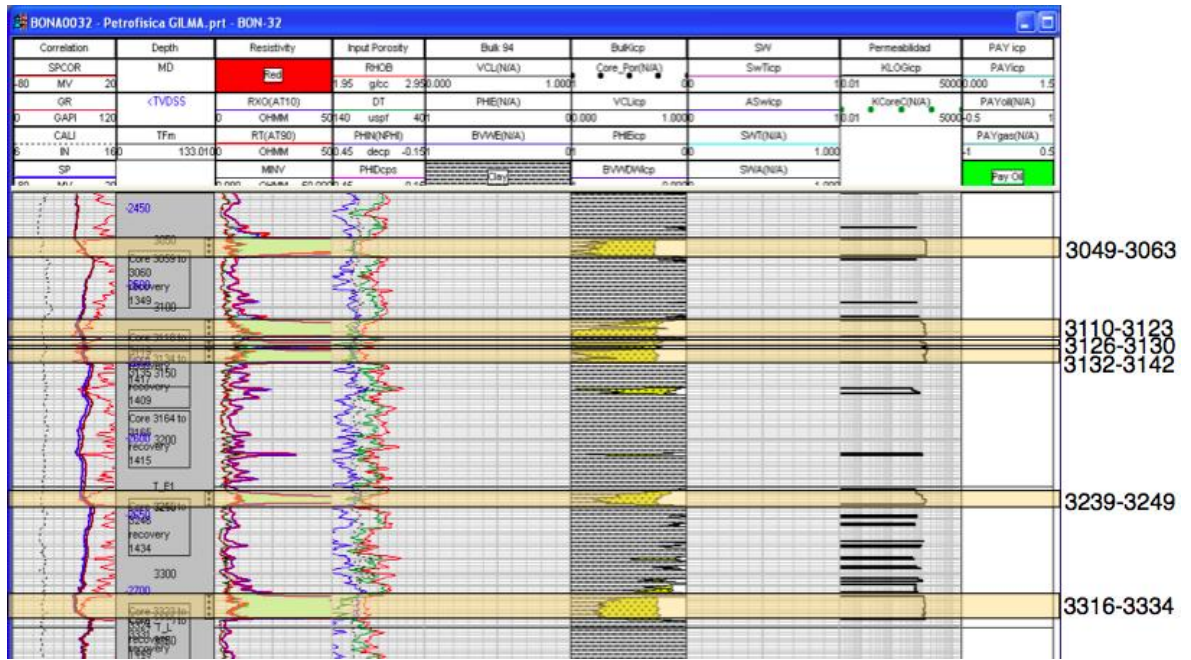
CARACTERIZACION DE INTERVALOS ARENEROS

Como se mencionó en el análisis del pozo Bonanza 39 y 38, la caracterización de los intervalos areneros se realiza en base al análisis granulométrico, modelo petrofísico y propiedades mecánicas (resistencia uniaxial a la compresión - UCS); El modelo petrofísico y los valores del UCS calculados por el grupo de

Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza - Ecopetrol se detallan a continuación.

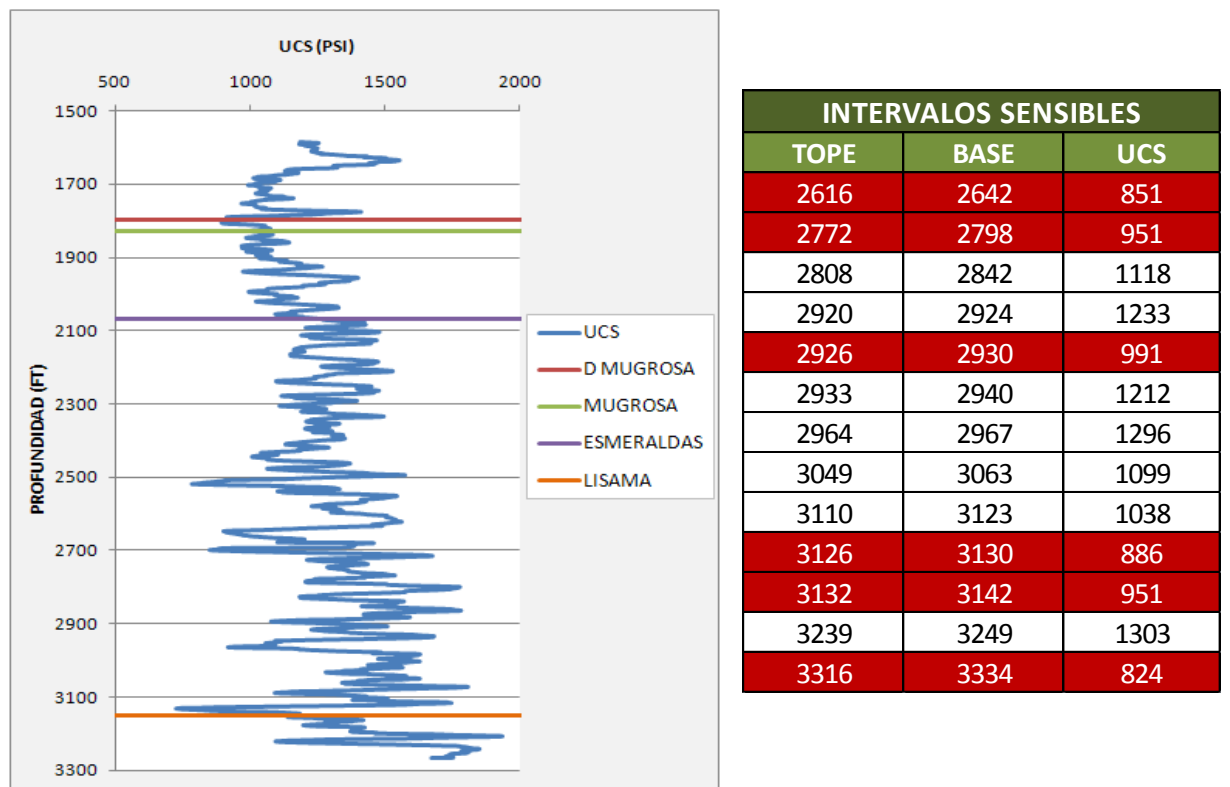
Figura 41. Modelo Petrofísico Pozo Bonanza 32





Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A (Geographix-PrizM)

Figura 42. UCS Calculado Para El Pozo Bonanza 32.



Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A

CONCLUSIONES

- De acuerdo a la información recolectada se concluye que el pozo no ha tenido problemas severos de hinchamiento del elastómero, ni tampoco sobre-presionamiento ni de tubing ni de anular, pero si a requerido limpiezas esporáneas de líneas de flujo en superficie por la alta tasa de arena acumulada (alta hidráulica en la línea).
- De los 6 intervalos arenosos con UCS menores a 1000, los 5 primeros intervalos se encuentran ubicados en la formación Esmeraldas y el último se encuentra en la formación Lisama.

➤ **Pozo BON 035**

Basados en los siguientes informes:

- Histórico de fallas del pozo BON 035
- Reporte de producción del pozo BON 035
- Histórico de pruebas Sonolog (DINASON)

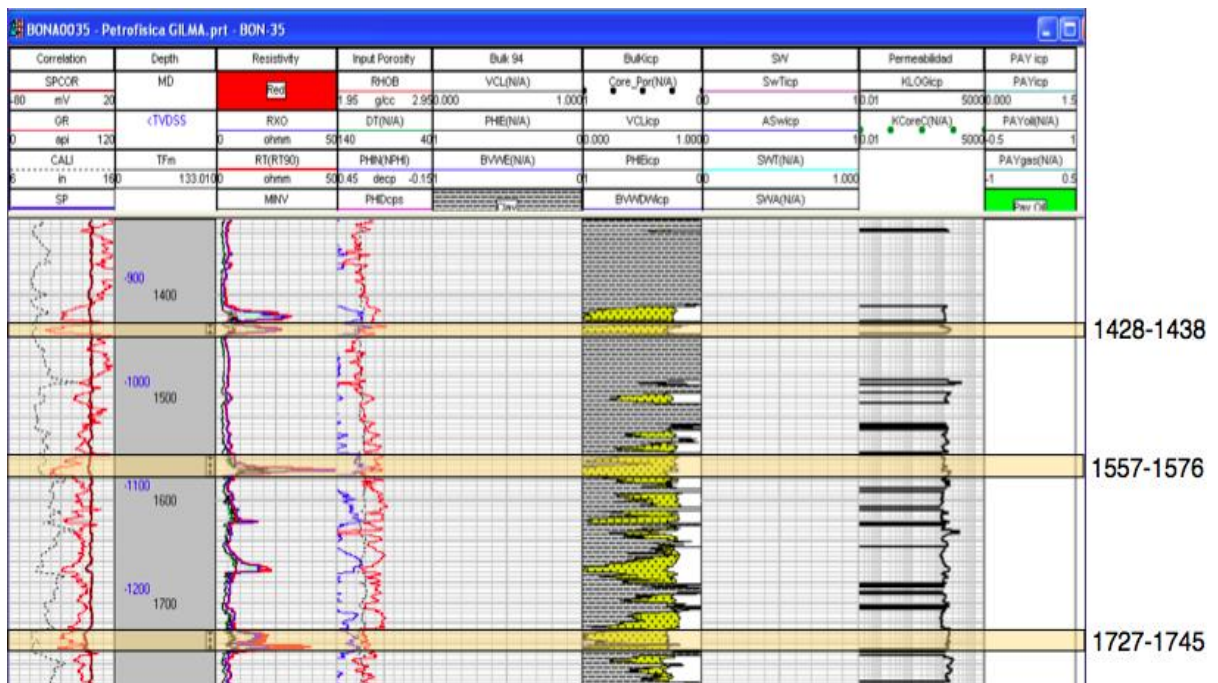
Según el histórico de fallas se deduce que después de implementada la bomba PCP, el pozo ha tenido un diferencial de presión no muy alto (drawdown), pero que en ocasiones puede causar desestabilización de la formación y generar mayor producción de arena; esto se refleja en las paradas que tuvo el pozo el 1 de Noviembre del 2011 y 3 de Marzo del 2012; después hubo cierta estabilización en los niveles y drawdown que han mantenido al pozo sin intervenciones por arenamiento.

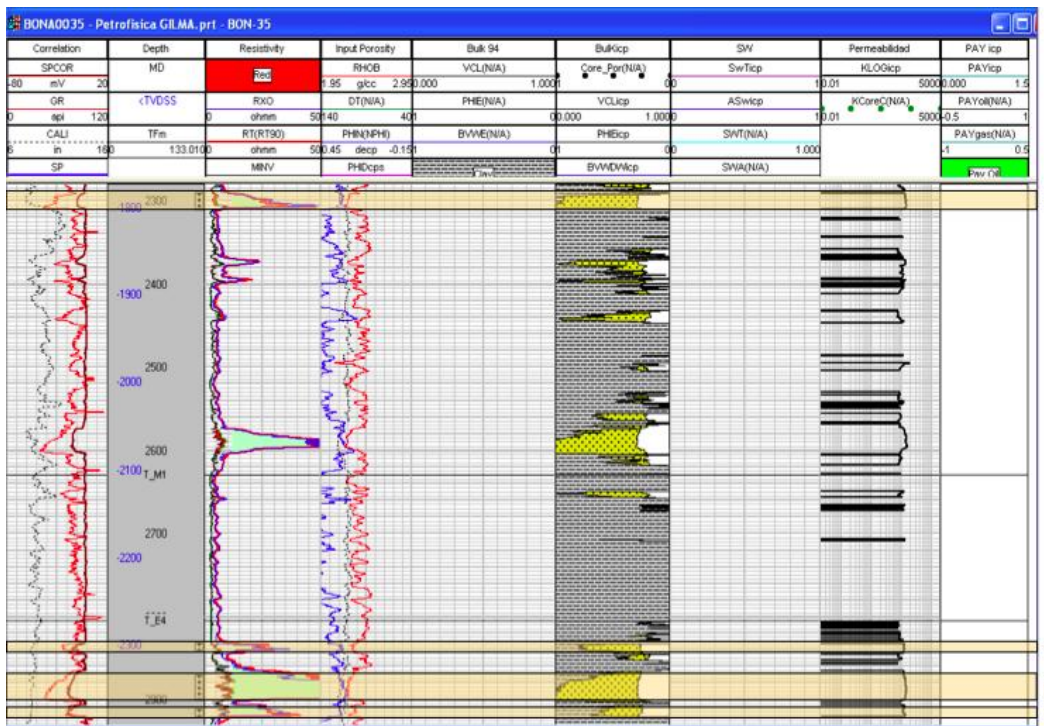
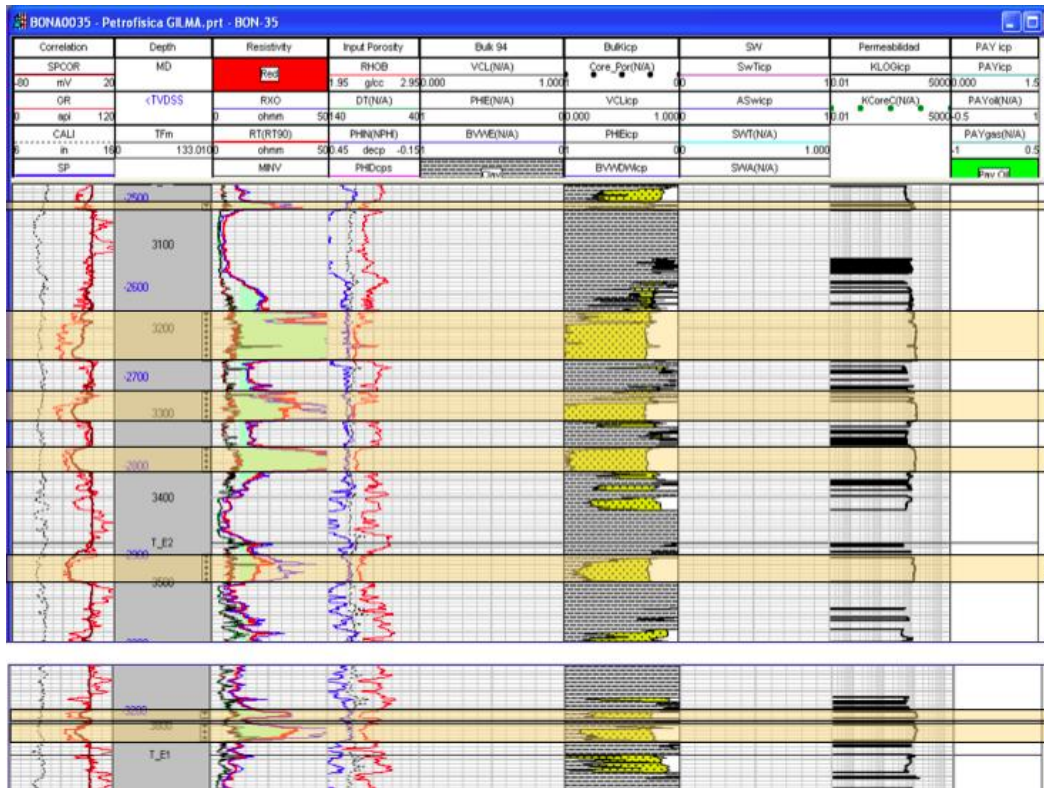
En cuanto a producción el pozo ha estado produciendo a un ritmo constante en promedio 110 bbls/d con algunos momentos en estado inactivo debido principalmente por estar en espera de intervenciones por parte de la cuadrilla ya sea por dificultades al ingresar a la locación ó inconvenientes con la comunidad.

Con lo concerniente a la caracterización de los intervalos areneros, solo se cuenta con el modelo petrofísico de la zona de interés, ya que de acuerdo al grupo de Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza – Ecopetrol, no se le realizó cálculo de los valores de UCS ya que este pozo no se consideró como tan “crítico” y que además la correlación utilizada presentaba un alto grado de incertidumbre.

En la figura 43 se ilustra el modelo petrofísico de los intervalos abierto del pozo.

Figura 43. Modelo Petrofísico Pozo Bonanza 35





Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza-Ecopetrol S.A (Geographix-PrizM)

CONCLUSIONES

- Se observa que el pozo no ha tenido problemas severos por sobre-presionamiento ni de tubing ni de anular.
- De los 4 pozos críticos evaluados, este pozo es el que presenta menos problemas por arenamiento debido principalmente al drawdown no muy alto con el que ha trabajado el pozo.
- De acuerdo a los costos generados a problemas relacionados a arenamiento, se observa que este pozo es el que presenta menos costos generados; por lo anterior, el equipo de gerenciamiento y exclusión de arena en campo Bonanza no decidió realizar los estudios para el cálculo de los valores de UCS por no considerarlo como tan “Crítico”.

7.3 RECOMENDACIONES TECNICAS PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LOS POZOS CRITICOS DEL CAMPO BONANZA

Identificadas las causas raíz del problema se procedió a realizar una serie de posibles soluciones y planes de acción a tomar balanceadas tanto técnica como económicamente. Todas las sugerencias que se darán para atenuar la incidencia de las fallas deberán ser consideradas como un conjunto, con la idea de abarcar todas las posibles variables que interfieren en la falla de un pozo; 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.

Las recomendaciones que se consideran son a corto plazo, es decir implicarán el cambio de ciertos componentes del sistema de levantamiento, la mejora en los parámetros de operación y en general no requerirán 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*¹⁹. 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 las RPM's para prevenir disminución de nivel y posible quema de bomba, aumentar la sumergencia de la bomba (profundizar), realizar análisis químico de los fluidos de producción, etc.

Recomendaciones Generales

Basados en los siguientes informes:

- Análisis de fallas del pozo BON 039(Grupo Análisis de Fallas–Ecopetrol (SOM))
- Análisis de fallas del pozo BON 038(Grupo Análisis de Fallas–Ecopetrol (SOM))
- Gerenciamiento y Exclusión de Arena en Campo Bonanza – Ecopetrol S.A
- Segundo Informe de Avance (Análisis Causa Raíz para Pozos Críticos Bonanza)

De acuerdo a las diferentes causas raíz identificadas y enunciadas para los diferentes pozos críticos que conforman este estudio en el informe anterior, y en base a los informe de fallas presentados por el grupo de análisis de fallas Ecopetrol – SOM, se enumeran de manera general las siguientes soluciones, recomendaciones y acciones a seguir:

- ❖ Para contrarrestar el problema de *pega por poco arrastre de sólidos*, es decir donde la *velocidad de asentamiento de la partícula es mayor que la velocidad de arrastre del fluido*²⁰, la solución es aumentar la velocidad de arrastre del sistema, cambiando los parámetros de velocidad en el variador (aumentando RPM) ó mediante un aumentó en la producción de los pozos, aprovechando la

¹⁹ Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico por

A. Martínez, C. L. Afanador, J. O. Villarreal, C. Lara, ECOPETROL S. A.

²⁰ Velocidad de asentamiento para grano fino ($14 \frac{ft}{min}$) es mayor que la velocidad de arrastre del fluido ($0.022 \frac{ft}{min}$).

productividad de los mismos. (Ver tabla 9)

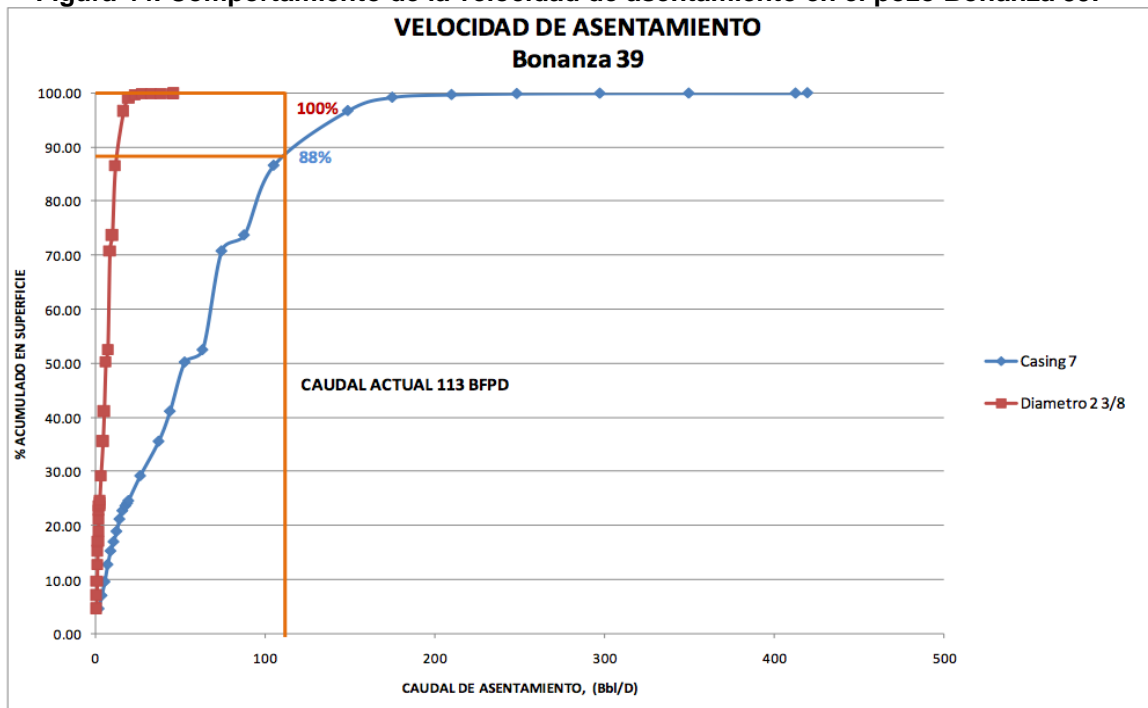
Tabla 9. Índice de Productividad de los pozos críticos para el campo Bonanza.

| Pozo | Índice de productividad (STBD/PSI) |
|---------------|------------------------------------|
| Bon 39 | 0,19 |
| Bon 38 | 0,18 |
| Bon 32 | 0,16 |
| Bon 35 | 0,16 |

Fuente. El Autor con información tomada del Departamento de Ingeniería SOM - Ecopetrol S.A

De acuerdo a la figura 44, en donde se presenta el comportamiento de la velocidad de asentamiento del pozo Bon 39, se observa que con el caudal al finalizar el año 2011 de 113 Bbl/d se retira el 88% de la arena a superficie con el fluido; para poder retirar el 100% se debe tener un caudal mayor a 220 Bbl/d.

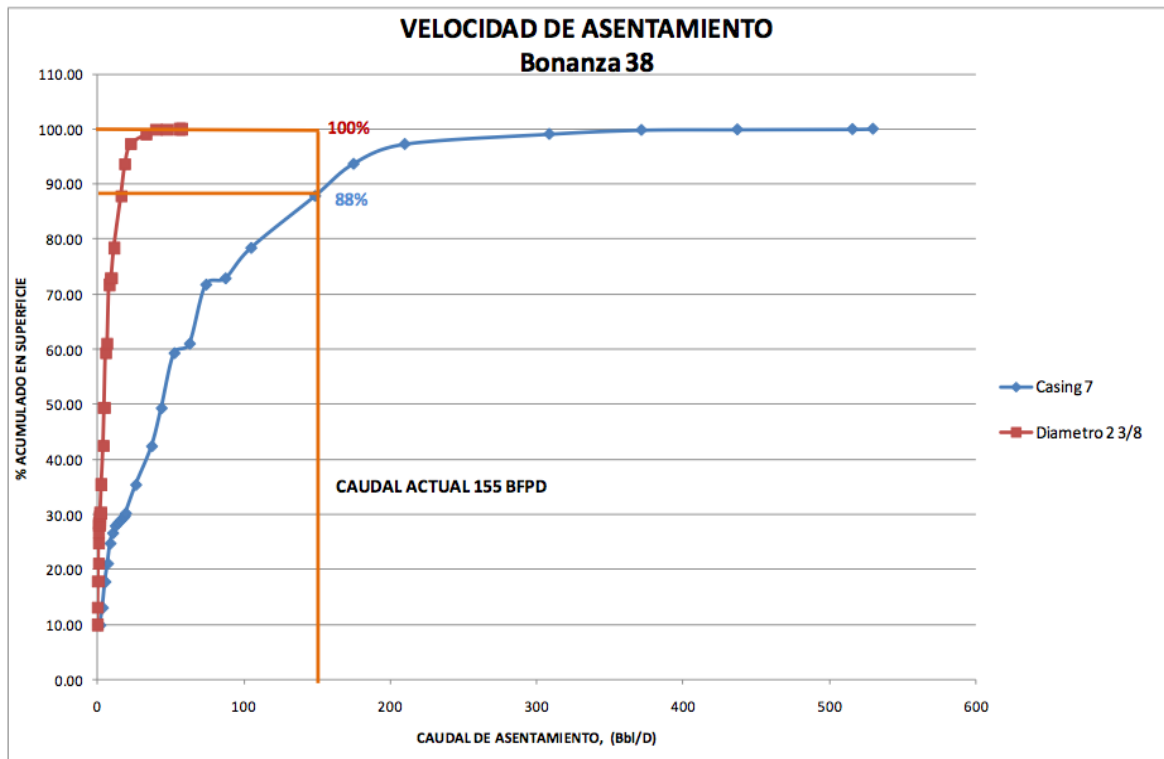
Figura 44. Comportamiento de la velocidad de asentamiento en el pozo Bonanza 39.



Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza - Ecopetrol S.A

Observando la figura 45, se ilustra el comportamiento de la velocidad de asentamiento del pozo Bon 38, en donde se concluye que con el caudal al finalizar el año 2011 de 155 Bbl/d se retira el 88% de la arena a superficie con el fluido; para poder retirar el 100% se debe tener un caudal mayor a 400 Bbl/d.

Figura 45. Comportamiento de la velocidad de asentamiento en el pozo Bonanza 38.



Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza - Ecopetrol S.A

En la siguiente figura (figura 46), se ilustra el comportamiento de la velocidad de asentamiento del pozo Bon 35, se observa que con el caudal al finalizar el año 2011 de 111 Bbl/d se retira el 90% de la arena a superficie con el fluido.

El comportamiento de la velocidad de asentamiento del pozo Bon 32, se ilustra en la figura 47, en donde se concluye que con el caudal al finalizar el año 2011 de 105 Bbl/d se retira el 78% de la arena a superficie con el fluido.

Figura 46. Comportamiento de la velocidad de asentamiento en el pozo Bonanza 35.

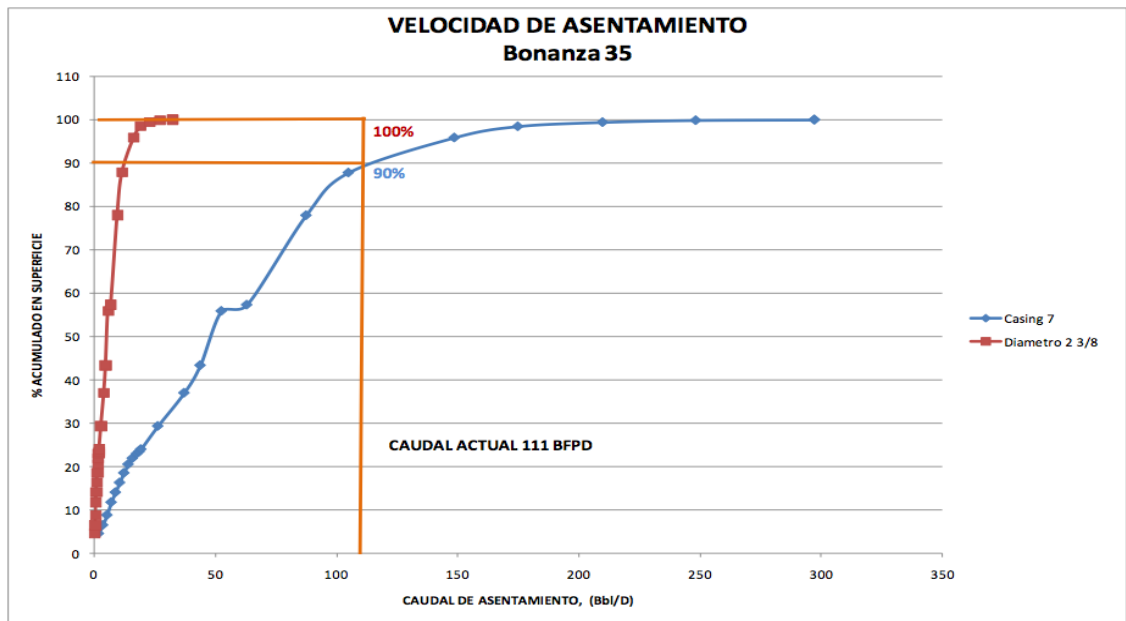
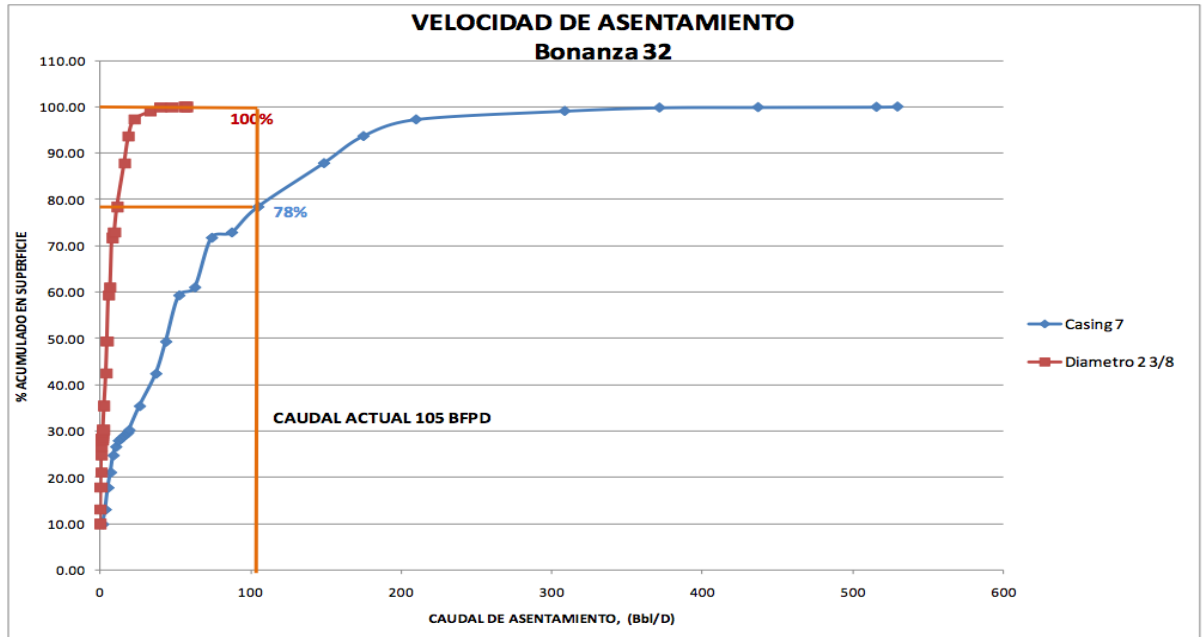


Figura 47. Comportamiento de la velocidad de asentamiento en el pozo Bonanza 32.



Fuente. Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza - Ecopetrol S.A

Como se pudo observar en las gráficas 46 y 47, se concluye que para tanto el pozo Bonanza 35 y 32 se requiere tener un caudal mayor a 400 Bbl/d para poder retirar el 100% de la arena en fondo.

La otra alternativa para aumentar la velocidad de arrastre del fluido, aparte de aumentar el caudal de producción es implementar *sarta de velocidad*²¹ y con ello poder transportar el 100% de la arena a superficie con el caudal actual.

Otra solución para evitar este problema de *pega por poco arrastre de sólidos* sería instalar bombas de subsuelo que tenga alta capacidad de producir sólidos, es decir que cuente con eficiencias bajas entre el 45-65% y pasos largos de bombeo²².

❖ Debido a que la mayoría de los eventos de arenamiento del pozo están relacionados a factores externos al comportamiento del sistema de cavidades progresivas, tales como paradas (mantenimiento de cabezales- disturbios de la comunidad), presiones muy altas en el anular CHP y aumentos bruscos de RPM y torque; se recomienda realizar un seguimiento constante a los parámetros de operación tales como RPM's, CHP, nivel de fluido, torque, etc.).

En cuanto al mantenimiento de cabezales, se recomienda incrementar el periodo de tiempo entre cada mantenimiento, el grupo de análisis de fallas Ecopetrol (SOM) *evaluó la posibilidad del cambio de aceite mineral a sintético usado en los cabezales de las PCP del campo*; a continuación se presenta una breve una breve descripción de las características más relevantes de cada tipo de aceite.

²¹ La sarta de velocidad reduce la sección transversal del flujo en el tubular, proveyendo una velocidad de flujo más alta para un régimen de producción dado y permite que los fluidos sean removidos del pozo. (www.slb.com).

²² Paso: es la mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de bombeo; una bomba de un solo paso es entonces una bomba de una etapa en donde cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más.

Tabla 10. Diferencia entre los Aceites Minerales y Sintéticos Usados en los Cabezales PCP.

| Aceites Minerales | Aceites Sintéticos |
|---|--|
| Son más económicos | Son más costosos |
| Funcionan correctamente dentro de un rango de temperatura establecido. | Poseen mejor comportamiento temperatura / viscosidad, resisten temperaturas más altas |
| Su vida útil es menor. | Tienen mayor vida útil. |

Fuente. Manual de Instrucciones Modelo Cabezal VHR100HP16TFH - <http://www.pcpoiltools.com>

De manera general con el aceite sintético se requiere menos chequeos y mantenimiento, además de que se protege más a los equipos frente a la intemperie; a diferencia del aceite mineral que si bien protege más el rodamiento mejorando la vida útil del mismo, no obstante requiriendo una revisión y mantenimiento más periódico para garantizar los niveles de aceite y corregir la presencia de fugas. *Por diferentes circunstancias esta aplicación no se pudo ejecutar.* Por lo tanto se recomienda que junto con el personal de Weatherford se coordine el constante monitoreo de los cabezales, reportando factores como:

- Calentamiento excesivo en los cojinetes.
- Producción de ruido anormal en el cabezal.
- Deterioro en los rodamientos.

Por ultimo tener en cuenta que cuando sea necesario realizar procesos de lubricación en los diferentes elementos del cabezal, se recomienda realizarlos de acuerdo a los siguientes periodos de tiempo:

Tabla 11. Periodos recomendados de re lubricación y cambio de piezas en los Cabezales PCP.

| Pieza | Re lubricación | Cambio |
|----------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Cabezal | Verificar periódicamente | Cada 6 meses o 4500 hrs |
| Empaquetaduras | Engrase cada 1000 hrs | - |
| Circuito de frenado | Verificar periódicamente | Cada año o 9000 hrs |

Fuente. Manual de Instrucciones Modelo Cabezal VHR100HP16TFH - <http://www.pcpoiltools.com>

El cambio de aceite se recomienda hacerlo de manera rápida una vez apagado el equipo, sin olvidar las normas básicas de seguridad. De esta forma las partículas de suciedad que están en suspensión salen conjuntamente con el aceite viejo, aumentando el rendimiento del aceite nuevo.

Con lo concerniente a las altas presiones en el anular CHP, se recomienda iniciar campañas de despresurización de anulares (se debe descargar lenta y gradualmente^[22]) ó analizar la viabilidad de instalar red de anulares y utilizar ese gas para otros usos (domestico, consumo del campo, motor de las PCP, etc.); el objetivo es mantener la CHP baja (no debería superar los 50 PSI²³).

En cuanto a los reportados cambios bruscos de las RPM's, se recomienda colocar cerraduras de seguridad en los variadores para evitar intervención por personal ajeno a la operación; y con lo que respecta al personal de campo se sugiere que los aumentos de RPM's sean graduales (en promedio arranques en 100 RPM y aumentos graduales de 10 RPM cada 2 días hasta los primeros 15 días de operación^[23]).

²³ Presentación Análisis de Bonanza 39–Análisis de Fallas por los Ing. Raúl Cañas y Martha Castro (Ecopetrol S.A - SOM)

En lo que respecta a incrementos abruptos en el torque, se recomienda controlarlo con aumentos de RPM (teniendo en cuenta parámetros tales como la sumergencia y la CHP) y si lo anterior no hace efecto, proceder a realizar *flushing preventivo*²⁴ con el objetivo remover la arena que se está produciendo antes que esta se acumule y produzca que se pegue el pozo.

Otro factor importante a considerar en estos pozo críticos considerados como *areneros* es el volumen de arena producida, para ello existen muchos métodos de monitoreo que nos ayudan a realizar un seguimiento a este volumen para poder desarrollar alternativas para el manejo de la misma. De acuerdo al grupo de Gerenciamiento y Exclusión de Arena en Campo Bonanza, *En campo Casabe (Colombia), se desarrolló un proyecto de optimización, mediante la medición de producción de arena en tiempo real, utilizando un sensor ultrasónico en superficie, con muy buenos resultados.*

Sería muy provechoso compartir experiencias con el personal encargado del monitoreo en campo Casabe y analizar la viabilidad de utilizar este método de medición en el campo Bonanza.

Además de la aplicada en Campo Casabe, existen otras forma de monitoreo propuestas por diferentes empresa en la industria, que consta de sensores en fondo que por medio de diferentes parámetros (crecimiento de la corriente, el torque, el tiempo de arranque, la presión y la temperatura) la herramienta provee información valiosa para evaluar situaciones y decidir la mejor acción a tomar.

- ❖ Para revalidar los cálculos ya antes realizados de la velocidad de arrastre del fluido y de la velocidad de deposición de las partículas arenosas, se recomienda tomar muestras de 1 kg de arena tanto de la que sale de la recamara de la

²⁴ Análisis de Fallas Pozo Bonanza 39–Grupo Análisis de Fallas por los Ing. Raúl Cañas y Martha Castro (Ecopetrol S.A)

bomba desarenadora como la de la bomba PCP, esto con el fin llevarlas al ICP para su posterior análisis granulométricos de la arena de formación.

- ❖ Para evitar problemas de incompatibilidad del elastómero con el tipo de crudo y gas del campo y prevenir fenómenos de histéresis, hinchamiento o compresión, como el reportado en el pozo Bonanza 38, en donde se tiene historial de aumentos de eficiencia de bomba debido al hinchamiento del elastómero, se recomienda coordinar con Weatherford (actual empresa proveedora de las bombas PCP) la selección adecuada (*pruebas de compatibilidad*) de un elastómero acorde a las condiciones operativas de los pozos del campo.

- ❖ En general estos pozos críticos no han presentado historial de fallas por tubería rota por fricción con la sarta de varillas en aquellas desviaciones críticas, después de revisar el survey de los diferentes pozos, se concluye que estos no posee ninguna desviación crítica a considerar, y aunque en aquellas zonas con cierta desviación la sarta de varillas se encuentra centralizada, se recomienda revisar el diseño del pozo Bonanza 35, ya que el 9 de Junio de 2011 el pozo fue intervenido debido a una rotura en la tubería a una profundidad de 3233 ft, en donde de acuerdo al diseño esa zona debería estar centralizada.

- ❖ De acuerdo a los datos recolectados y las evidencias presentadas del pozo Bonanza 32, se recomienda tener en cuenta que la profundidad del pozo es de 3500 ft y la profundidad de asentamiento de la bomba es de 3300 ft, con solo 200 ft de diferencia, y con la experiencia de altas tasas de producción de arena en el campo, se debería considerar subir la bomba para tener más margen en fondo para la depositación de la arena. También se recomienda considerar esta sugerencia para los demás pozos (dejar un bolsillo considerable para la depositación de arena).

- ❖ En el caso particular del pozo Bonanza 39 en donde se realizó un tratamiento de exclusión de arena llamado *San Aid*, Se recomienda analizar la efectividad del tratamiento que se desarrolló en el mes de Julio del presente 2012 para evaluar junto con el Departamento de Ingeniería la posible aplicación de este tratamiento en los otros pozos críticos.

7.4 ESTIMACION DE COSTOS ASOCIADOS A LAS FALLAS

Para realizar el análisis financiero de los costos relacionado con las fallas de subsuelo asociadas a problemas de arenamiento ocurridas en los pozos críticos del campo Bonanza, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- El precio del barril de crudo estimado tanto para el año 2011 como el 2012 es de US\$ 40,22 (Ver Margen en la tabla 12).
- Costos de levantamiento, transporte entre otros, previos al despacho del crudo a refinería es de US\$ 4.77 para el año 2011 y de US\$ 5.05 para el 2012.
- Costo por día del equipo de Well Services de US\$ 7.703(No incluye viáticos al personal de la cuadrilla).
- El margen total de crudo está determinado por:

$$\text{Margen Total en USD} = \text{Margen en USD/Bbls} * \text{Bbls Netos Incorporados}$$

Tabla 12. Precios de crudo, costos y margen para el campo Bonanza para el año 2011 y 2012.

| CAMPO | 2011 | | | 2012 | | |
|---------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|
| | PRECIO | COSTO | MARGEN | PRECIO | COSTO | MARGEN |
| BONANZA | 40,22 | 4,77 | 35,45 | 40,22 | 5,05 | 35,16 |

Fuente. Modificado de Documento Excel "Evaluación Económica Pozo Arenado y Cambio de Bomba – Bonanza 38 (9 Octubre 2011)." - Ecopetrol S.A

- Se tuvo en cuenta la producción neta promedio de cada pozo para los días en los cuales se presentaron las fallas.

➤ **Pozo BON 039**

Tabla 13. Costos de Intervenciones para el pozo Bonanza 039.

| POZO | EVENTO | FECHA EVENTO | INICIO OPERACIONES | FIN DE OPERACIONES | COST ESTIMATE (US\$) | COSTO TOTAL (US\$) | DIFF (US\$) |
|----------------------|----------------|--------------|--------------------|--------------------|----------------------|--------------------|----------------|
| BONANZA 39 | FLUSHING | 12/06/11 | 12/06/11 | 12/06/11 | 7.703 | 0 | 7.703 |
| | FLUSHING | 14/06/11 | 14/06/11 | 14/06/11 | 7.703 | 0 | 7.703 |
| | FLUSHING | 26/09/11 | 26/09/11 | 26/09/11 | 7.233 | 0 | 7.233 |
| | LIMPIEZA ARENA | 13/07/11 | 14/07/11 | 21/07/11 | 44.869 | 95.713 | -50.843 |
| | TUBING DAMAGE | 10/09/11 | 10/09/11 | 18/09/11 | 52.268 | 105.176 | -52.907 |
| | SAND CONTROL | 05/10/11 | 05/10/11 | 17/10/11 | 90.029 | 181.915 | -91.885 |
| | FLUSHING | 20/11/11 | 20/11/11 | 20/11/11 | 7.233 | 0 | 7.233 |
| | LIMPIEZA ARENA | 22/01/12 | 22/01/12 | 28/01/12 | 47.502 | 64.223 | -16.720 |
| | FLUSHING | 08/02/12 | 08/02/12 | 08/02/12 | 7.233 | 0 | 7.233 |
| | CONVERSION | 25/02/12 | 25/02/12 | 04/03/12 | 0 | 79.554 | -79.554 |
| TOTAL (US \$) | | | | | 1.761.762 | 1.833.656 | -71.893 |

Fuente. Coordinación de Operaciones de Subsuelo - Ecopetrol (SOM).

Con base en los resultados se puede concluir que:

- Hasta el **4/03/2012** se han dedicado **47 días** para la solución de las fallas en los elementos de subsuelo (esto viéndose representado en la diferida) con unos costos de intervenciones totales de **US \$ 1.833.656**.
- Una vez es reportada una falla en algún elemento de subsuelo en el pozo (fecha del evento), la intervención es casi de inmediato (Inicio de operaciones).
- Durante los años considerados como críticos en cuanto a fallas en este campo (2011 y 2012), se concluye que tan solo el pozo Bonanza 39 ha consumido aproximadamente el **20%** de las intervenciones totales realizadas a todos los pozos que conforman este campo.
- Debido a la diferida producida por intervenciones debido a las fallas se han dejado de producir **7.000 barriles (4.650 Bbls para el 2011 y 2.350 Bbls para**

el 2012).

- Desde su puesta en producción (31 de Mayo de 2011) al 8 de mayo de 2012, el tiempo medido entre fallas ha sido de **16 días/fallas**. Lo cual ha representado pérdidas por concepto de fallas de:

| Pérdidas | Intervenciones [US \$] | Diferida [US \$] |
|----------------------|---------------------------|---------------------|
| 2011 | 1.689.879 | 164.843 |
| 2012 | 143.777 | 82.626 |
| Total [US \$] | 2.081.125 | |

➤ **Pozo BON 038**

Tabla 14. Costos de Intervenciones para el pozo Bonanza 038.

| Actividad | Valor [US \$] |
|----------------------|----------------|
| Flushing | 14.466 |
| Limpieza Arena | 244.796 |
| Flushing | 14.466 |
| Control de Arenas | 211.502 |
| Flushing | 7.233 |
| Limpieza Arena | 193.342 |
| Flushing | 7.233 |
| Flushing | 8.702 |
| Total [US \$] | 701.740 |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de la base de datos Open Wells.

El pozo Bonanza 038 es junto con el Bonanza 039 los dos pozos que han representado más pérdidas, debido principalmente a su alta producción y la vez a su alta tasa de arenamiento

En cuanto a los costos debido a las fallas de subsuelo se puede decir que:

- Hasta el **31/05/2012** se han dedicado **57 días** para la solución de las fallas en los elementos de subsuelo (viéndose representado en la diferida) con unos costos de intervenciones totales de **US \$ 701.740**.
- Durante los años considerados como críticos en cuanto a fallas en este campo (2011 y 2012), se concluye que tan solo el pozo Bonanza 38 ha consumido aproximadamente el **17%** de las intervenciones totales realizadas a todos los pozos que conforman este campo.
- Debido a la diferida producida por intervenciones debido a las fallas se han dejado de producir **7.980 barriles (6.020 Bbls para el 2011 y 1.960 Bbls para el 2012)**.
- Desde su puesta en producción (8 de Junio de 2011) al 8 de mayo de 2012, el tiempo medido entre fallas ha sido de **26 días/fallas**. Las pérdidas por fallas se enlistan en la tabla continua.

| Pérdidas | Intervenciones [US \$] | Diferida [US \$] |
|----------------------|------------------------|------------------|
| 2011 | 492.463 | 213.409 |
| 2012 | 209.277 | 68.913 |
| Total [US \$] | 984.062 | |

➤ **Pozo BON 035**

Tabla 15. Costos de Intervenciones para el pozo Bonanza 035.

| Actividad | Valor [US \$] |
|----------------------|----------------|
| Tubería Rota | 77.869 |
| Flushing | 8.414 |
| Varilla Partida | 110.131 |
| Flushing | 8.702 |
| Flushing | 8.702 |
| Limpieza Arena | 47.493 |
| Total [US \$] | 261.311 |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de la base de datos Open Wells.

- Hasta el **04/06/2012** se han dedicado **24 días** para la solución de las fallas en los elementos de subsuelo (viéndose representado en la diferida) con unos costos de intervenciones totales de **US \$ 261.311**.
- Debido a la diferida producida por intervenciones debido a las fallas se han dejado de producir **2.640 barriles (1.760 Bbls para el 2011 y 880 Bbls para el 2012)**.
- Desde su puesta en producción (15 de Marzo de 2011) al 8 de mayo de 2012, el tiempo medido entre fallas ha sido de **80días/fallas**. Lo cual ha representado pérdidas por concepto de fallas de:

| Pérdidas | Intervenciones [US \$] | Diferida [US \$] |
|----------------------|---------------------------|---------------------|
| 2011 | 205.116 | 62.392 |
| 2012 | 56.195 | 30.941 |
| Total [US \$] | 354.644 | |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de la base de datos Open Wells.

El pozo Bonanza 035 se caracteriza por ser el pozo crítico que menos fallas por arenamiento a presentado, debido principalmente a su drawdown estable y a su baja tasa de arenamiento en comparación con los otros pozos críticos.

En cuanto a los costos debido a las fallas de subsuelo se puede decir que:

Durante los años considerados como críticos en cuanto a fallas en este campo (2011 y 2012), se concluye que tan solo el pozo Bonanza 035 ha consumido aproximadamente el **9%** de las intervenciones totales realizadas a todos los pozos que conforman este campo.

➤ **Pozo BON 032**

Tabla 16. Costos de Intervenciones para el pozo Bonanza 032.

| Actividad | Valor [US \$] |
|----------------------|----------------|
| Flushing | 23.109 |
| Limpieza Arena | 58.898 |
| Flushing | 7.703 |
| Limpieza Arena | 58.898 |
| Tubería Rota | 46.035 |
| Total [US \$] | 194.643 |

Fuente. Cuadro realizado por el autor con información tomada de la base de datos Open Wells.

- Hasta el **27/06/2012** se han dedicado **23 días** para la solución de las fallas en los elementos de subsuelo (viéndose representado en la diferida) con unos costos de intervenciones totales de **US \$ 194.643**.
- Debido a la diferida producida por intervenciones debido a las fallas se han dejado de producir **2.139 barriles (1.674 Bbls para el 2011 y 465 Bbls para el 2012)**.
- Desde su puesta en producción (14 de Febrero de 2011) al 8 de mayo de 2012, el tiempo medido entre fallas ha sido de **120días/fallas** (el más alto de todos los pozos críticos). Lo cual ha representado pérdidas por concepto de fallas de:

| Pérdidas | Intervenciones [US \$] | Diferida [US \$] |
|----------------------|------------------------|------------------|
| 2011 | 148.608 | 59.343 |
| 2012 | 46.035 | 16.350 |
| Total [US \$] | 270.336 | |

Resultados Generales

- Tan solo estos 4 pozos críticos han representado el **50%** de todas las intervenciones realizadas en los años 2011 y 2012.
- Se han dedicado en promedio **151 días** en la solución de las fallas en los elementos de subsuelo de los pozos críticos, las cuales tienen unos costos de intervenciones totales de **US \$ 2.991.350**.
- Debido a la diferida producida por intervenciones debido a las fallas se han dejado de producir en total en los pozos críticos **19.759 barriles (14.104 Bbls para el 2011 y 5.655 Bbls para el 2012)**.
- Las pérdidas por concepto de fallas en todos los pozos críticos es:

| Pérdidas | Intervenciones [US \$] | Diferida [US \$] |
|----------------------|---------------------------|---------------------|
| 2011 | 2.536.066 | 499.987 |
| 2012 | 455.284 | 198.830 |
| Total [US \$] | 3.690.167 | |

8. CONCLUSIONES

- Con la identificación de los modos de fallas de cada pozo se logró establecer que la principal causa de falla era una combinación entre fallas mecánicas y fallas operacionales. Según el porcentaje general de fallas, las fallas presentadas en la bomba de subsuelo son la principal causa de intervención a los pozos en el campo. Este hecho ratifica la alta producción de arena del campo y la insuficiencia del sistema PCP para manejarla.
- Con la caracterización de todos los pozos que trabajan con Bombeo por Cavidades Progresivas, que para la fecha del estudio, esto era, más del 80% de los pozos activos en el campo Bonanza. Se pudo establecer el perfil de fallas de cada pozo, que si bien presentan similitudes en cuanto a condiciones operativas, su comportamiento único debe ser analizado individualmente.
- 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 a corto plazo.
- 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 sinergia entre los diferentes departamentos que conforman la superintendencia, para así articular los informes de los ingenieros con los daños ocurridos en los elementos del sistema de levantamiento.
- Aunque el índice de frecuencia de fallas para el campo Bonanza es de 1,5 falla/pozo/año que es crítico según la superintendencia; solo 4 de los pozos activos son aquellos que consumen más del 50% de las intervenciones siendo los causantes de las mayores pérdidas por diferida y los potenciadores del incremento en el IFF.
- Dado que se espera una reducción entre el 30% - 60% de las fallas, los sistemas de Bombeo por Cavidades Progresivas que trabajan en el campo Bonanza se constituyen desde el punto de vista operativo y de costos generales

como el sistema de levantamiento más acorde para explotar esta área, por lo menos para esta primera etapa de explotación del campo por inyección de agua.

- 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 optimicen la producción (incrementar la producción y/o disminuir los costos de producción).
- En el análisis realizado de cada pozo se determinó que el potencial neto de cada uno de estos, juega un papel importante a la hora de escoger los pozos mas críticos puesto que entre mayor potencial tenga un pozo, será mayor su influencia en las perdidas económicas del campo cuando este falle.
- En el campo Bonanza se observa un muy bajo porcentaje de fallas en la tubería de producción, lo cual demuestra el buen manejo de la tubería desviada.
- Las medidas correctivas implementadas debe ir acompañada de un seguimiento, con el fin de determinar si la solución es la más efectiva, ya que si esta no es la correcta se pueden provocar un tipo de falla más grave y empeorar el problema.
- La continuidad de los trabajos ACR es necesaria; porque permite el monitoreo constante de los pozos estudiados, en búsqueda de una disminución constante de fallas.

9. RECOMENDACIONES

- 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.
- Generar de manera continua información de los pozos como son informes de fallas, servicio a pozos, historia de producción, reportes de reparación y mantenimiento, etc. y así poder tener la mayor cantidad de información y evidencias posibles de cada pozo para mejores respuesta ante cualquier eventualidad que afecte el correcto funcionamiento de los sistemas PCP instalados en el campo Bonanza.
- Extender la aplicación de la metodología ACR, para los otros elementos del bombeo por cavidades progresivas, hasta obtener un estudio completo y detallado sobre este sistema de levantamiento artificial. Se debe implementar las recomendaciones dadas para el grupo de pozos críticos, llevando un seguimiento continuo de las acciones tomadas para estos pozos, el cual debe constar de orden, cuidado y objetividad al cargar las bases de datos de los diferentes paquetes informáticos.
- Capacitar al personal vinculado a las operaciones de subsuelo en la aplicación de torques adecuados en bombas, varillas y tubería de producción.
- Se recomienda guardar la evidencia retirada del pozo, con el propósito de tener evidencia física, para poder establecer la causa raíz del tipo de falla que se está dando.

BIBLIOGRAFIA

- *Aplicaciones y Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva* por Ivan Meza – Weatherford artificial lift systems.
- 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.
- Basic in Progressing cavity pumping systems – Failure Analysis by Weatherford Limited.
- Basics in Progressing Cavity Pumping Systems (History, Features and Benefits) - Weatherford.
- Curso Bombeo Cavidades Progresivas: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de falla y Trouble shooting (ESP Oil Engineering Consultant) – Septiembre 8 al 12 de 2003.
- DATOS DE PRODUCCIÓN TOMADOS DE LA RED INTERNA DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN PROVINCIA.
- Development And Evaluation Of Various Drilling Fluids For Slim Wells - University Of Oklahoma by Mojisola G. Enilari
- ECOPETROL S.A. Base de datos Open Well Campo Bonanza. 2012.
- ECOPETROL S.A. Manual para la Aplicación de la Metodología de Análisis de Causa Raíz para la Solución de Problemas. p.39
- ECOPETROL S.A SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO. Actualización preliminar plan de desarrollo campo Bonanza Bogotá: 2011.
- Informes presentados por el Grupo de Análisis de Fallas - Ing. Raul Cañas – Ing. Martha Castro (Ecopetrol S.A).
- LINARES Omar. Análisis de Causa Raíz, una herramienta invaluable para el diagnóstico de fallas [online]. Asociación Boliviana de Ingeniería de

Mantenimiento (ASBOMAN) de Santa Cruz. Disponible en internet:
http://widman.biz/boletines_informativos/16.pdf

- Manual de bombeo de cavidades progresivas – Marcelo Hirschfeldt (Oilproduction.net versión 2008V1).
- Manual de Instrucciones Modelo Cabezal VHR100HP16TFH <http://www.pcpoiltools.com>
- Manual De Sistemas PCP - NETZSCH (<http://www.netzsch.com/es/home/>)
- 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: Bogotá, 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.
- Programa de Gerenciamiento y Exclusión de Arena Campo Bonanza - Ecopetrol S.A - ICP
- Progressing cavity pump inspection and reporting – C-FER technologies (B.T Wagg, MSc, PEng)
- RUIZ SEPULVEDA, Oscar Julián. CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS FALLAS MECÁNICAS Y OPERACIONALES PARA SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DEL ACTIVO PROVINCIA. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, Facultad Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2011.

ANEXOS

ANEXO A Generalidades del sistema de bombeo por cavidades progresivas

Cuando un campo petrolero empieza su fase de producción, éste puede contar con la energía necesaria para lograr desplazar a superficie los fluidos que se encuentran en el yacimiento; pero cuando esta energía es insuficiente o cuando se requiere incrementar la tasa de producción en pozos con flujo natural, se hace necesario aportarle energía mediante los sistemas de levantamiento artificial.

El sistema más conocido y antiguo es el bombeo mecánico; sin embargo a través de los años y en base a las diferentes condiciones de extracción, se han desarrollado otros sistemas como el bombeo electro sumergible, gas lift, bombeo hidráulico y el de cavidades progresivas. Este último particularmente representa el método de mayor índice de crecimiento anual, y actualmente debería ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido, mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en almacén y además ofrece la ventaja de que es adaptable a diferentes tipos de fluidos, en especial en crudos pesados y viscosos como los que actualmente se explotan.

El sistema de bombeo por cavidades progresivas se compone principalmente de un equipo de superficie (variador, cabezal y motor); y uno de fondo (sarta de varillas, tubería de producción, ancla y la bomba). Las bombas de este método son de desplazamiento positivo que consisten de un rotor metálico helicoidal y un estator con un elastómero sintético adherido en su interior. Este estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, mientras que el rotor se encuentra unido al final de la sarta de varillas.

La geometría de estas bombas permite que se creen cavidades, es decir volúmenes lenticulares, espirales y cerrados creados en los espacios vacíos que se producen del movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo, Permitiendo que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo.

DESCRIPCION DEL EQUIPO

Una de las particularidades del sistema de cavidades progresivas es la falta de estandarización en los componentes de sus equipos, por ende dependiendo de las compañías proveedoras (Netsch, Kudu, Weatherford, entre otras.) existen diferentes configuraciones. Sin embargo hay algunos componentes principales que como la bomba (Estator y Rotor), cabezal y motor permanecen invariables en las configuraciones.

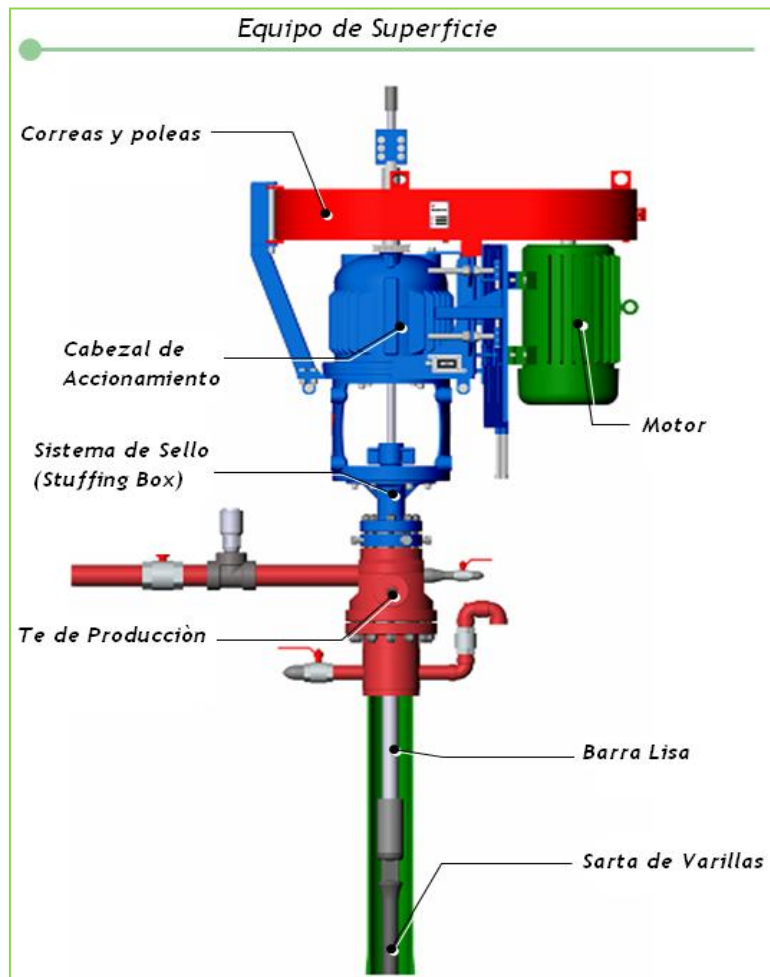
a. EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie utilizado consta de un conjunto de componentes cuyas funciones son:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Brindar el torque necesario para hacer rotar la barra lisa a la velocidad requerida.
- Prevenir la fuga de fluidos en superficie.

El equipo de superficie es seleccionado de acuerdo a los requerimientos de potencia del sistema de subsuelo, del tipo de energía disponible, etc.

Figura 48. Descripción del Equipo de Superficie PCP.




Fuente. Modificado de Equipo de Superficie PCP - WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

Este equipo está compuesto principalmente por un cabezal de accionamiento, un sistema generador de energía, un sistema de frenado y un sistema de sello (stuffing box). A continuación se resumen los principales componentes que

conforman el equipo de superficie del sistema de bombeo por cavidades progresivas.

Tabla 15. Descripción de los principales componentes del equipo de superficie del sistema PCP.

| Componente | Tipos | Funciones Principales |
|--|---|---|
| <p>Cabezal de Rotación</p>  | <ul style="list-style-type: none"> - Cabezales de eje solido. - Cabezales de eje hueco. - Cabezales con caja reductora. - Cabezales directos. - Cabezales hidráulicos. | <ul style="list-style-type: none"> - Sostener la sarta de varillas de bombeo y la carga axial que estas generan. - Tener un sistema de transmisión de potencia desde el motor hasta la sarta de varillas suspendidas. - Proporcionar un sistema de sello que impida fugas de fluidos de producción. - Disponer de un sistema de frenado que permita un <i>back spin</i> controlado durante la liberación de energía acumulada cuando el sistema sea detenido. |
| <p>Motor</p>  | <ul style="list-style-type: none"> - Motor eléctrico - Motores Hidráulicos - Motor de combustión interna - Motores electromagnéticos | <p>Proveer la potencia requerida al cabezal que por medio de un sistema de correas y poleas generan el movimiento de rotación que se le debe suministrar al rotor.</p> |

| | | |
|--|--|--|
| <p>Variador de Frecuencia</p>  | <ul style="list-style-type: none"> - Operado por carga (Torque) - Operado por carga de motor (Corriente) | <ul style="list-style-type: none"> - Regular el rango de operación del torque, la velocidad de rotación y el consumo de corriente. - Permitir optimizar el sistema mediante sensores de presión, temperatura, nivel de sumergencia y demás parámetros que muestren el comportamiento del pozo. |
|--|--|--|

Fuente. Cuadro Realizado por el Autor.

b. EQUIPO DE SUBSUELO

Se denomina equipo de fondo o de subsuelo, a todos los dispositivos y elementos que están suspendidos bajo/dentro la tubería de producción, cuya función específica es la de transmitir la energía necesaria para levantar la columna de fluido del pozo, sirviendo como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie.

El equipo de fondo está conformado principalmente por: la bomba de cavidades progresivas (estator y rotor), sus accesorios (pin de paro, ancla antitorque, entre otros.), sarta de varillas y tubería de producción.

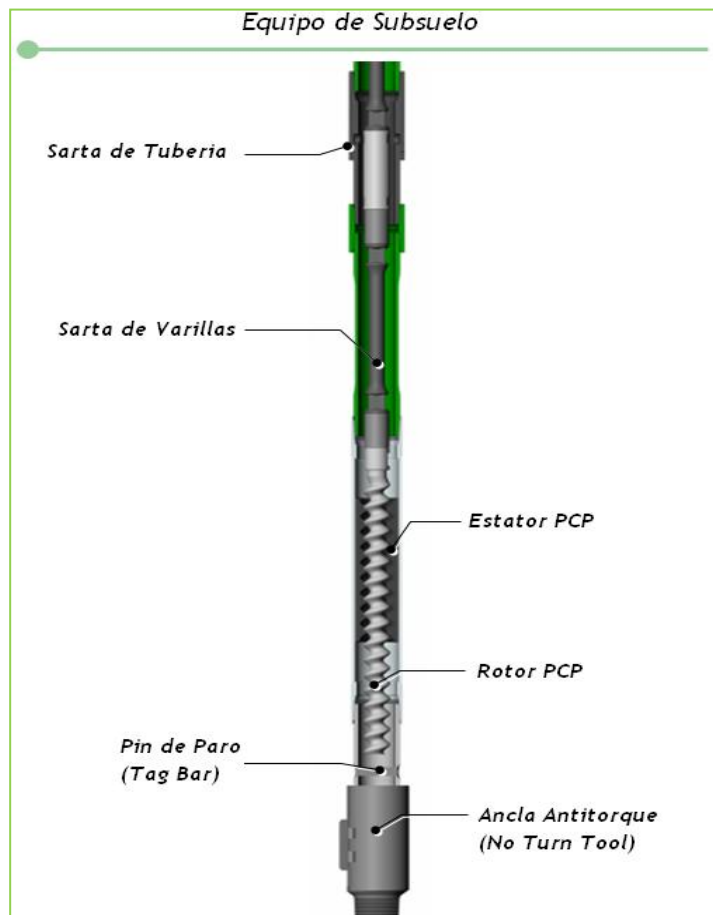



Figura 49. Descripción del Equipo de Subsuelo PCP.

Fuente. Modificado de Equipo de Subsuelo PCP - WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED.

En el siguiente cuadro se resumen los principales componentes utilizados en las instalaciones del equipo de subsuelo del sistema de bombeo por cavidades progresivas.

Tabla16. Descripción de los principales componentes del equipo de subsuelo del sistema PCP.

| Componente | Tipos | Funciones Principales |
|--|--|---|
| <p>Bomba de Cavidades Progresivas</p>  | <p>Rotor</p> <ul style="list-style-type: none"> - Estándar - Sobredimensionados (oversize) - Subdimensionados (undersize) - Doblemente subdimensionados (Double undersize) <p>Estator (Elastómero)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Elastómero de nitrilo convencional (contenido medio) - Elastómero de nitrilo convencional (contenido alto) - Elastómero de nitrilo hidrogenado. - Fluoelestómero | <p>Crear líneas de sello (Rotor-Elastómero) y formar cavidades que desplacen el fluido de forma ascendente durante su movimiento giratorio.</p> <p>- Permitir el paso de la arena a través de la línea de sello.</p> <p>- Producir junto con el rotor la interferencia necesaria para formar las cavidades y en consecuencia definir la eficiencia de la bomba.</p> |
| <p>Accesorios</p>   | <p>Pin de Paro (Tag Bar) (1)</p> <p>Ancla Antitorque (No Turn Tool) (2)</p> | <p>Servir como punto de referencia para el espaciado del rotor dentro del estator durante la instalación del sistema.</p> <p>Impedir que el BHA de producción no se desconecte a causa de la fuerza interna que el rotor ejerce sobre el estator durante su constante movimiento giratorio.</p> |

| Sarta de Varillas | | |
|---|---|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"> - Varilla convencional no API - Varillas convencional API - Varillas huecas de bajo peso. - Varilla Continua | <ul style="list-style-type: none"> - Transmitir la potencia (Torque) desde el cabezal en superficie hasta la bomba de fondo (rotor). - Soportar cierta carga axial (peso aparente de la sarta y el peso de la altura hidráulica). |

Fuente. Cuadro Realizado por el Autor.

BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Este componente trascendental en el sistema de levantamiento permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie.

a. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE SUBSUELO

La principal función de la bomba de subsuelo es permitir la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y proporcionar la energía suficiente para levantarlo hasta la superficie. Estas bombas utilizadas en el sistema de bombeo por cavidades progresivas trabajan sobre el principio de desplazamiento positivo y son del tipo *rotatorias*, en las cuales, el desplazamiento se logra por el movimiento de rotación de alguno de los elementos de la bomba. Sus partes básicas son el rotor (única parte móvil) y el estator.

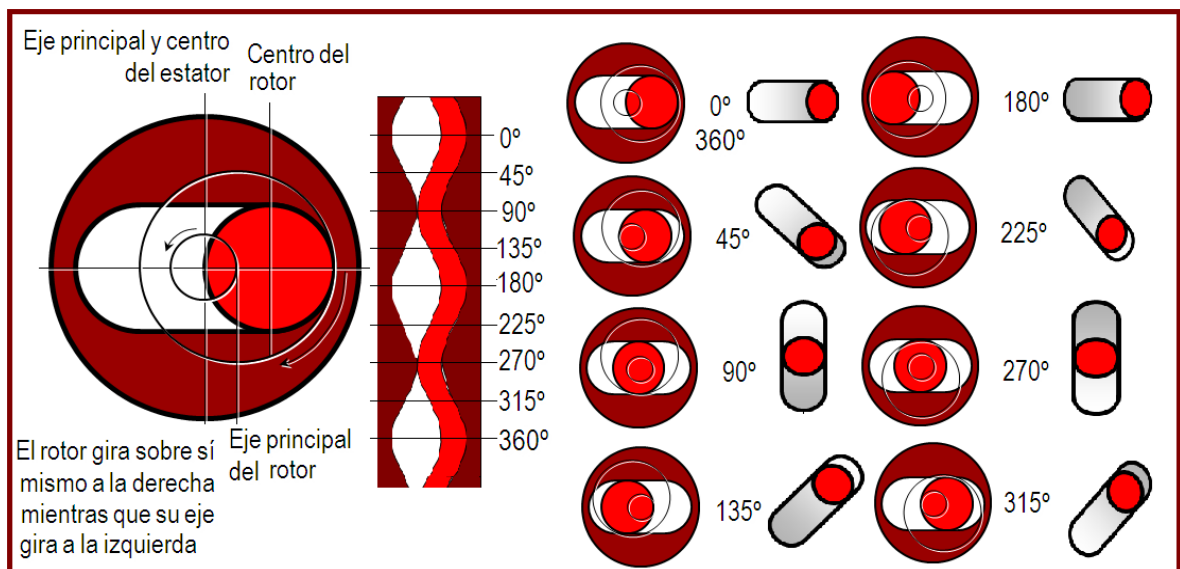
El rotor es una pieza de acero de alta resistencia torneada externamente como una hélice de “*n*” lóbulos suspendido dentro del estator por la sarta de varillas; mientras que el estator, cuenta con una parte externa constituida por una camisa de acero revestida internamente de un material polimérico de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero, el cual va moldeado internamente como una hélice de “*n+1*” lóbulos; este elemento puede ser conectado al fondo de la tubería de producción o insertado junto con el resto de la bomba en la sarta de varillas.

Estos elementos no son concéntricos por lo tanto el movimiento del rotor dentro del estator es una combinación de dos movimientos: el primero es una rotación en el sentido de las manecillas del reloj sobre su propio eje, y el segundo es una rotación excéntrica en el sentido contrario a las manecillas del reloj alrededor del eje del estator. A medida que se produce este movimiento se forman una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí que se van desplazando (progresando) en forma de espiral desde la succión hasta la descarga de la bomba. De esta

manera cuando una cavidad se cierra, otra se abre a la misma tasa, resultando en un flujo continuo, constante y no pulsante. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita.

Para dar una mejor explicación de las diferentes fases que va experimentando el rotor dentro del estator se presenta el siguiente esquema.

Figura 50. Posición relativa del rotor dentro del estator.



Fuente. Modificado de *Aplicaciones y Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva* por Ivan Meza – Weatherford artificial lift systems.

En la primera sección (0°) se forma completamente una cavidad del lado izquierdo del rotor, mientras que la otra cavidad se encuentra oprimida hacia la derecha del rotor; en otras palabras, una cavidad se completa cuando la siguiente está por empezar a formarse.

En la segunda sección (90°), la cavidad del estator ha rotado 90° a la derecha y aquella cavidad que fue sellada en la sección anterior ahora está formada a la mitad. En este punto el rotor ha girado 180° y sucede la formación de cavidades por ambos lados del rotor.

En la tercera sección (180°), la cavidad del estator ha rotado 180° y está en su máximo desarrollo, mientras que la cavidad del otro lado del rotor llega a su fin y es sellada; en este punto el rotor a girado 360°.

En la cuarta sección (270°), el estator ha rotado 270° y la cavidad está a punto de desaparecer. En este punto el rotor ha girado 540° .

En la última sección (360°), el movimiento rotacional ha cumplido un ciclo y sucede la misma situación que en la primera sección, donde la cavidad en la primera sección está totalmente sellada. En este punto el estator ha girado 360° mientras que el rotor lleva 720° .

La geometría de este conjunto formado por el rotor y estator están definidos por los siguientes parámetros:

Figura 51. Descripción de los principales parámetros en las bombas PCP.

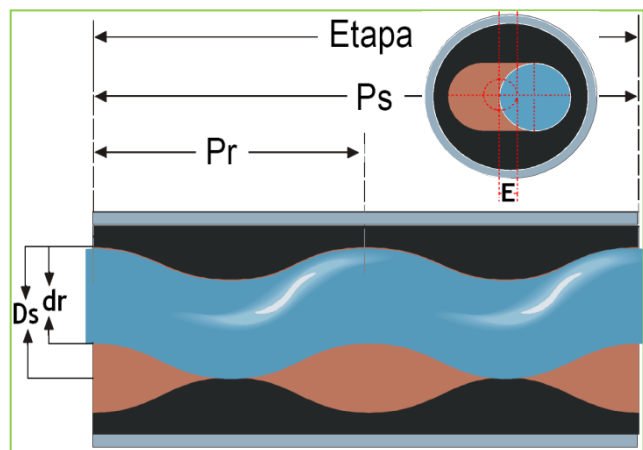
Ds: diámetro mayor del estator (diámetro nominal).

dr: diámetro de la sección transversal del rotor.

E: excentricidad del rotor.

Ps: paso del estator (longitud de la cavidad=longitud de la etapa).

Pr: paso del rotor.



Fuente. Modificado de Manual De Sistemas PCP - NETZSCH

Con los parámetros anteriormente mencionados se definen una serie de conceptos que son muy importantes a la hora de un diseño de la bomba:

- **Excentricidad:** es la distancia entre el eje central del estator y el eje de rotación del rotor.
- **Paso:** es la mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de bombeo; una bomba de un solo paso es entonces una bomba de una etapa en donde cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más.
- **Desplazamiento:** es el volumen producido por cada vuelta del rotor y es función tanto del área como de la longitud de la cavidad.
- **Interferencia:** es la línea de sello hidráulico formada entre el rotor-estator y es la encargada de brindar las condiciones de compresión para definir las cavidades.

Existen distintas geometrías que están relacionadas directamente con el número de lóbulos ó hélices del estator y rotor.

En las siguientes figuras se puede observar un ejemplo donde podremos definir algunas partes importantes:

La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la siguiente nomenclatura: geometría 3:4 número de lóbulos del estator.

↙ número de lóbulos del rotor.

Por lo tanto esta relación permite clasificar a las bombas de cavidades progresivas en dos grandes grupos:

- Singlelobe: también conocidas como single lobulares: geometría 1:2
- Multilobe ó multilobulares: geometría 2:3, 3:4; etc.

Figura 52. Generación de la geometría de bombas de cavidades progresivas tridimensional.

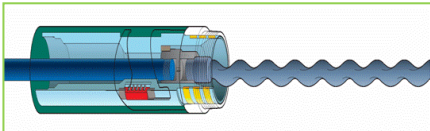

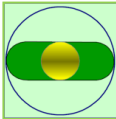
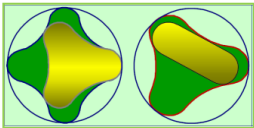




Fuente. Modificado de *Aplicaciones y Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva* por Ivan Meza – Weatherford artificial lift systems.

b. CLASIFICACION DE LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Existen diversos criterios con base a los cuales se pueden clasificar las bombas de cavidades progresivas; en este contexto nos enfocamos a aquellas destinadas a la extracción de petróleo y gas.

Tabla 17. Clasificación de los tipos de bombas PCP utilizadas en la industria petrolera.

| Tipo de Bomba | Definición |
|--|--|
| <p style="text-align: center;">Bombas Tubulares</p>  | <p>En este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción y el rotor se baja al pozo con la sarta de varillas. Esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe retirar toda la tubería de producción.</p> |
| <p style="text-align: center;">Bombas Tipo Insertables</p>  | <p>En este tipo de bombas el estator y el rotor son ensamblados de manera conjunta y se bajan en el pozo con la sarta de varillas hasta conectarse en un niple de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción. Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción pero ofrece la versatilidad de que para su reemplazo no es necesario recuperar la tubería de producción con el consiguiente ahorro en tiempo, costos y producción diferida.</p> |
| <p style="text-align: center;">Bombas de Geometría Simple</p>  | <p>Son aquellas en las cuales el número de lóbulos del rotor es de uno, mientras que el estator es de dos lóbulos (relación 1x2). Es la más utilizada cuando se tienen pozos con bajo potencial.</p> |
| <p style="text-align: center;">Bombas Multilóbulares</p>  | <p>A diferencia de las bombas de geometría simple, las multilóbulares ofrecen rotors de 2 o más lóbulos en estatores de 3 o más (relación 2x3, 3x4, etc.). Estas bombas ofrecen mayores caudales que sus similares de geometría simple.</p> |
| <p style="text-align: center;">Bombas para “Alto Caudal”</p>  | <p>Cada fabricante ofrece bombas de alto desplazamiento o alto caudal, el desplazamiento viene dado principalmente por el diámetro de la bomba y la geometría de las cavidades.</p> |

| | |
|--|--|
| <p>Bombas para “Alta Profundidad”</p>  | <p>La altura de la bomba es su capacidad para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que se traduce en profundidades de asentamiento de bombas muy profundas.</p> |
|--|--|

Fuente. Modificado de Curso Bombeo Cavidades Progresivas: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de falla y Trouble shooting (ESP Oil Engineering Consultant) – Septiembre 8 al 12 de 2003.

c. NOMENCLATURA DE LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS SEGÚN LOS FABRICANTES

En general no existe una nomenclatura estandarizada API para este tipo de bombas; por ello los fabricantes han desarrollado nomenclaturas que reflejan la capacidad hidráulica de las bombas, presentando por ejemplo el caudal teórico (desplazamiento volumétrico) para 500 ó 100 R.P.M y la altura hidráulica (Head) máxima de operación. A continuación se presenta la nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas de subsuelo para distintos fabricantes.

Tabla18. Clasificación de los tipos de bombas PCP utilizadas en la industria petrolera.

| Fabricante | Tipo de Bomba | Ejemplo | Significado |
|----------------------------------|------------------|-------------|--|
| Francés | Geometría simple | 60TP1300 | 60 = tasa de $60 \text{ m}^3/\text{d}$ a 500 r.p.m. TP = bomba tipo tubular 1300 = altura máxima (Head) en metros de agua. |
| | Multilóbulares | 840ML1500 | Igual a la anterior, pero con tipo de geometría multilobular. |
| Brasileño | Tubulares | 18.35-1500 | 18 = bomba de 18 etapas o 1800 psi de diferencial máximo de presión. 35 = diámetro del rotor en milímetros. 1500 = tasa máxima expresada en barriles a 500 r.p.m. |
| | Insertables | 18.35-400IM | Igual a la anterior excepto que esta es una bomba tipo insertable con zapata de anclaje modificada (IM) |
| | CTR Tubular | 8-CTR-32 | 8 = Presión máxima en Mega pascales CTR = Bomba de espesor de Elastómero constante. 32 = tasa de $32 \text{ m}^3/\text{d}$ a 100 r.p.m. |
| | CTR Insertable | 8-CTR-32IM | Igual a la anterior pero con una CTR tipo insertable con zapata de anclaje modificada (IM) |
| Estados Unidos (Imperial) | Geometría simple | 60N095 | 60 = 60×10^2 head máximo en pies de agua (6000 pies) 095 = tasa en b/d a 100 r.p.m. y 0 head. |
| Canadá | Geometría simple | 40-200 | 40 = 40×10^2 head máximo en pies de agua (4000 pies) 200 = tasa en b/d a 100 r.p.m. y 0 head. |

Fuente. Modificado de Curso Bombeo Cavidades Progresivas: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de falla y Trouble shooting (ESP Oil Engineering Consultant) – Septiembre 8 al 12 de 2003.

Es de observar que cada fabricante utiliza su propia nomenclatura, debido a esto, se formó un grupo internacional formado principalmente por fabricantes de bombas de cavidades progresivas quienes trabajaron en la elaboración de las normas ISO WD 15136 que, entre otras cosas, trataron de homologar las especificaciones para las bombas de cavidades progresivas de subsuelo.

d. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Aparte de la eficiencia volumétrica la cual es mayor que cualquier otro método de levantamiento (70-80 %), este sistema tiene algunas características únicas que lo convierten en una buena alternativa para implementarlos en un determinado pozo.

Tabla19. Ventajas del sistema de bombeo por cavidades progresivas.

| Ventajas | Explicación |
|--|--|
| Gran habilidad para producir fluidos viscosos | Debido a que el sistema presenta pocas pérdidas de presión entre cavidades debido a la configuración de la bomba. |
| Habilidad para producir altas concentraciones de arena | El equipo de subsuelo no presenta válvulas que se pueden ver obstruidas, además de la presencia del elastómero, que por sus características elásticas (resiliencia) permite el flujo de arena sin que se pueda ver afectado ningún elemento de la bomba. |
| Se puede regular la velocidad de bombeo de acuerdo a los requerimientos del campo | Con el uso de un variador de frecuencia es posible modificar parámetros de operación importantes a la hora de optimizar el sistema, sin necesidad de cambiar las dimensiones del equipo. |
| Competitividad Económica | El sistema resulta muy ventajoso sobre otros debido a su bajo costo de inversión inicial, bajos costos de energía y bajo mantenimiento. |
| Es un sistema muy práctico | Presenta equipo de superficie de dimensiones pequeña con bajo nivel de ruido a demás de una simple instalación y operación. |

Fuente. Cuadro Realizado por el Autor.

Sin embargo este sistema presenta algunas desventajas asociadas principalmente a la capacidad de desplazamiento y presión de levantamiento de la bomba así como la incompatibilidad del elastómero con componentes aromáticos del fluido de producción; entre otras desventajas:

Tabla20.Desventajas del sistema de bombeo por cavidades progresivas.

| Desventajas | Explicación |
|--|---|
| Manejan Capacidad de desplazamiento real de hasta 2.000 bbl/d | Por tal motivo no es muy factible encontrar este sistema en pozos con gran índice de productividad. |
| Presentan Profundidad y temperaturas limitadas (9800 ft y 330 °f) | A altas profundidades y temperaturas, el elastómero que compone la bomba puede sufrir daños irreversibles debido al alto calor. |
| Alta sensibilidad a los fluidos producidos (hinchamiento, endurecimiento, ampollamiento o desgarramiento del elastómero) | Debido a que los elastómeros pueden entrar en reacción cuando son expuestos a algunos fluidos (aromáticos) por largos periodos de tiempo y pueden hincharse, endurecerse o deteriorarse. |
| Necesitan tener una buena sumergencia | Este parámetro es trascendental, ya que con un buen nivel se mantiene refrigerada la bomba gracias al fluido que transporta; por tal motivo sin sumergencia, la temperatura se eleva por la fricción entre rotor y estator, y puede causar daño irreversible en la bomba. |
| Sujeto a bajas eficiencias cuando existen altas cantidades de gas libre | Debido a que este gas libre ocupa parte del volumen disponible de las cavidades y con ello disminuye la capacidad de desplazamiento del crudo. |
| Desgaste entre varillas y tubería de producción (pozos direccionales) | Debido al constante movimiento giratorio de la sarta de varillas y rotor, es muy probable que en pozos desviados haya contacto metal-metal y causaría desgaste por fricción. |
| Sistema propenso a vibraciones bajo altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y centralizadores de varilla. | Debido a las altas velocidades, la sarta de varillas puede vibrar y tener contacto con la tubería de producción, para esto se han desarrollado rotores de tubing (superficie) y swivel (fondo) para que el desgaste sea uniforme y no se produzcan grandes desgastes focalizados produciendo agujeros en la tubería. Así mismo se puede evitar este contacto utilizando centralizadores de varilla. |

Fuente. Cuadro Realizado por el Autor.

Algunos procedimientos técnicos y tecnológicos para mitigar las desventajas:

- El uso de sarta de varilla continua distribuye la carga de contacto a lo largo de toda la sarta y por lo tanto disminuye las fallas por desgaste.
- El uso de tubing rotator y swivel aumenta la vida útil de la tubería de producción (desgaste uniforme).
- El uso de separadores de gas y tubos de cola mantienen la eficiencia y capacidad de desplazamiento de la bomba.

- La instalación de sensores de nivel evitan que la bomba trabaje en seco, es decir sin sumergencia.
- Las empresas buscan ampliar la vida útil de las bombas, haciéndolos elastómeros más resistentes y duraderos.

El sistema de bombeo por cavidades progresivas posee ciertos rangos de operación que son de gran importancia a la hora de evaluar la aplicación a determinado pozo o campo.

Tabla21. Rango de operaciones del sistema de cavidades progresivas

| | Rango Típico | Máximo |
|---------------------------------|---|---|
| Profundidad de operación | 1000' - 5000' TVD | 8600' TVD |
| Volumen de operación | 5 - 2500 BPD | 5000 BPD |
| Gravedad API* | 8.5 – 30 ° API | 45 ° API |
| Viscosidad* | 5 – 48000 cp | 50000 cp |
| Temperatura de operación | 75 - 185 °F | 300 °F |
| Desviación del pozo | N/A | Severidad de dog-leg menor que 15° / 100 ft |
| Manejo de la corrosión | Excelente (depende de la bomba) | |
| Manejo del gas* | Buena (hasta 80% de gas libre a nivel de bomba) | |
| Manejo de sólidos | Excelente | |
| Densidad del fluido | Por debajo de 45° API (depende del contenido de Aromáticos) | |
| Servicio y reparación | Típicamente requiere equipo de workover o de varilleo | |
| Tipo de motor | Motor eléctrico ó a combustión interna | |
| Aplicación off-shore | Buena | |
| Eficiencia del sistema | 50% a 75% | |

Fuente. Modificado de Basics in Progressing Cavity Pumping Systems (*History, Features and Benefits*)- Weatherford.

ANEXO B. Análisis de fallas en el sistema de bombeo por PCP

Análisis de falla es a menudo definido como el proceso de recolectar y analizar datos para determinar la causa de una falla y cómo prevenirla. Para sistemas de bombeo por cavidades progresivas y en especial para el equipo de fondo, análisis de falla es el proceso de identificar la causa raíz de la falla del sistema de subsuelo y usar esos resultados para identificar estrategias con el objetivo principal que la falla no se vuelva a repetir incrementando con ello la vida útil de los equipos.

Un sistema de bombeo por cavidades progresivas ha fallado cuando:

- Llega a ser completamente inoperante.
- Debido a serios daños es inseguro su uso.
- Puede todavía operar, pero no puede realizar satisfactoriamente su función.

Hay 3 componentes principales del análisis de falla: descripción e identificación de la falla, análisis de causa raíz y selección de las acciones correctivas, y el seguimiento de las fallas y la evaluación comparativa (*benchmarking*).

Descripción e identificación de las fallas

En algunas ocasiones, es posible que la bomba falle dejando el pozo sin o con menor producción. Una buena práctica es la de invertir en el esfuerzo de identificar el tipo de falla con el fin de tomar los correctivos (prevenir fallas similares) en lugar de limitarse a simplemente reemplazar la bomba.

En el análisis de falla es indispensable detectar si la falla es crónica (fallas repetitivas que se presentan continuamente por la misma razón) o esporádica (fallas inusuales y que no suceden muy a menudo); ya que dependiendo del tipo de falla, así será el plan a ejecutar para mitigarlas.

A veces identificar la causa de la falla no es sencillo, no obstante, una vez recuperados los equipos (rotor y estator) una adecuada inspección, aún en sitio, puede ayudar en gran medida a dilucidar que ocurrió y a tomar las acciones correctivas pertinentes.

Análisis de causa raíz y selección de las acciones correctivas

El principal propósito del análisis de falla es identificar los síntomas de la falla (pozo sin flujo de fluido, alto torque, etc.) que pudieran indicar el modo de falla. Una vez éste ha sido identificado, es importante entender la causa real que la originó (causa raíz) y por último para evitar que un modo de falla similar vuelva a ocurrir es necesario desarrollar acciones correctivas.

Seguimiento de las fallas y la evaluación comparativa (benchmarking)

Parte de la responsabilidad del encargado del análisis de falla es analizar la implementación de las recomendaciones y realizar el seguimiento de su ejecución, con el fin de comprobar que todas aquellas acciones correctivas recomendadas se estén ejecutando. Estos resultados pueden ser comparados y medidos con reducción en los costos de mantenimiento, aumento en las tasas de producción y reducción en los índices de fallas, etc.

Por otra parte la evaluación comparativa puede definirse como un proceso sistemático y continuo para evaluar comparativamente los productos, servicios y procesos de trabajo en organizaciones. Su objetivo en el análisis de falla es comparar todas las mejoras realizadas de acuerdo a las acciones correctivas con el fin de mejorar el sistema y reducir los costos.

MODOS DE FALLAS EN EL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Las principales fallas que podemos encontrar en el sistema de bombeo por cavidades progresivas son:

- Fallas en el estator (fatiga, desgaste, incompatibilidad de fluido)
- Fallas en el rotor (desgaste, quebradura, fatiga)
- Mecanismos de falla en la sarta de varillas (fatiga, torque excesivo)
- Mecanismos de falla en la sarta de tubería (desgaste, corrosión)

Este proyecto se enfoca primordialmente al análisis de las fallas en el equipo de fondo, principalmente en la bomba de subsuelo (rotor – estator) del sistema de bombeo por cavidades progresivas y por tal motivo no se detallarán las fallas en los otros componentes.

a. MODOS DE FALLAS RECURRENTES EN EL ESTATOR

Los siguientes modos de falla pueden ocurrir en el estator de una bomba de cavidades progresivas:

- **Falla por trabajar en seco:** esta falla es debido a que por una deficiencia de fluido (baja productividad del pozo, interferencia de gas u obstrucción de la succión de la bomba) la bomba trabaja en seco (sin lubricación) por prolongados periodos de tiempo causando un ascenso en la temperatura; bajo estas condiciones el elastómero se torna más duro, quebradizo y agrietado, o inclusive dependiendo de la severidad de la situación, éste se puede despegar del estator.

Figura 53. Elastómero dañado por altas temperaturas.



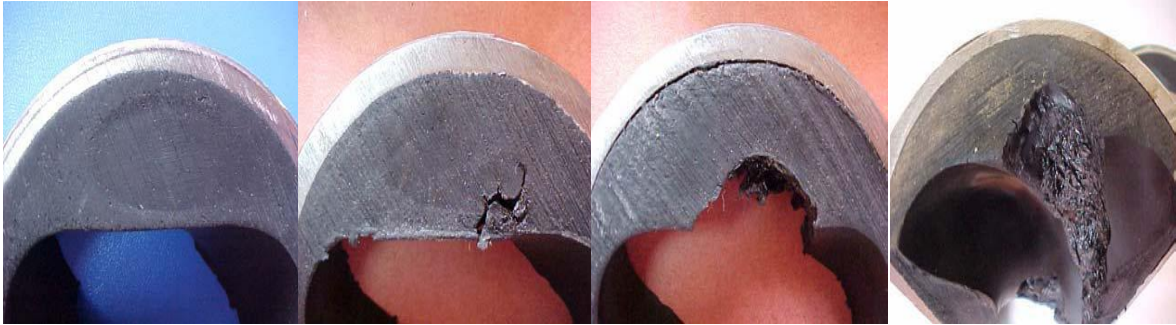
Fuente.Progressing cavity pump inspection and reporting – C-FER technologies (B.T Wagg, MSc, PEng)

- **Falla por histéresis:** Esta falla se caracteriza por el desprendimiento del elastómero en la línea de sello entre rotor y estator; y normalmente sucede en el diámetro menor del estator (sección más delgada del caucho). La histéresis es un proceso normal que ocurre en la vida útil del elastómero por una variedad de razones que todas al final son debidas por una sobrepresión; hay algunos factores que hacen que su ocurrencia sea prematura:
 - Interferencia entre rotor y estator alta, debido a una selección no adecuada o por incremento de la misma debido a hinchamiento del elastómero.
 - Elastómero sometido a alta presión.
 - Alta temperatura/ poca disipación del calor

El ciclo de Histéresis empieza cuando el elastómero comienza a endurecerse, aumentando el ajuste entre rotor y estator, lo que agudiza la interferencia y por ende aumenta la temperatura debido a la resistencia mecánica a la

deformación cíclica, concluyendo con el incremento del torque por fricción entre rotor y estator, con la posterior rotura del elastómero y una falla en las varillas de bombeo en caso de no soportar dicho torque.

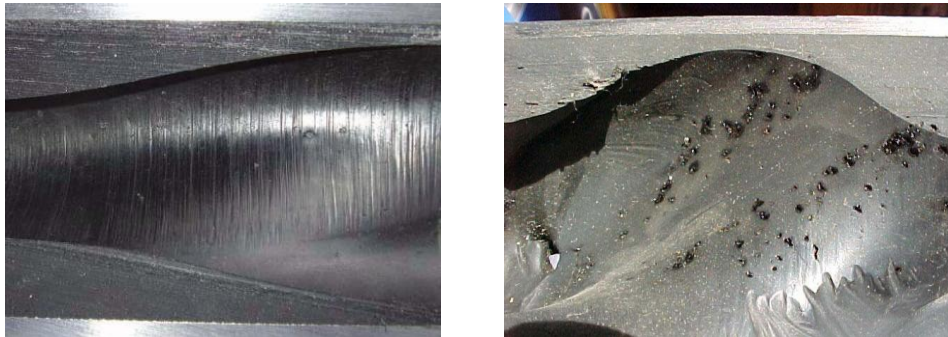
Figura 54. Secuencia de falla por histéresis en un elastómero.



Fuente. Manual de bombeo de cavidades progresivas – Marcelo Hirschfeldt (Oilproduction.net versión 2008V1)

- **Falla por desgaste abrasivo:** el desgaste abrasivo ocurre cuando el elastómero es desgastado por la presencia de material abrasivo en el fluido producido; en la medida en que el porcentaje de abrasivos incrementa, también aumenta el desgaste en la línea sello formada por la interferencia rotor-estator causando que aumente el deslizamiento y con ello una disminución en la producción. El diferencial de presión total visto a través de la bomba como también su velocidad de rotación juegan un papel muy importante en la manera como los abrasivos afectan el elastómero.

Figura 55. Elastómero dañado por abrasión.

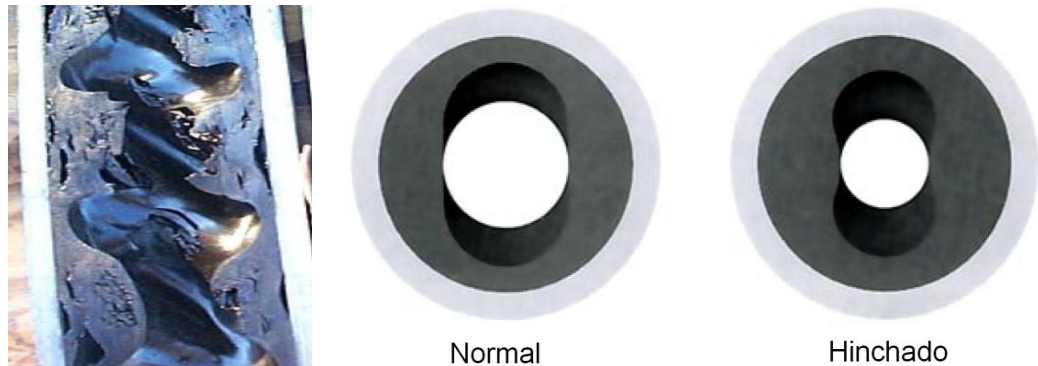


Fuente. Manual de bombeo de cavidades progresivas – Marcelo Hirschfeldt (Oilproduction.net versión 2008V1).

- **Falla por hinchamiento del elastómero:** este fenómeno puede ocurrir cuando el elastómero es afectado por fluidos de producción, tratamiento químico o incrementos de temperatura que son incompatibles tanto con la expansión química o térmica característico del material. La expansión química es

generalmente causada cuando el elastómero entra en contacto con crudos de alto ° API o con tratamiento químico los cuales poseen alto porcentaje de aromáticos; esta expansión incrementa la interferencia rotor-estator y con ello el torque. Este hinchamiento es generalmente permanente e irreversible así sea que se haya removido la fuente que lo produjo.

Figura 56. Fenómeno del hinchamiento en el elastómero.



Fuente. Basic in Progressing cavity pumping systems – Failure Analysis by Weatherford Limited.

La expansión térmica se produce debido al aumento de la temperatura y a diferencia del hinchamiento químico éste puede ser predicho, y con la ventaja de que no es permanente ya que una vez la temperatura disminuye la expansión térmica del elastómero también lo hace.

- **Fallas por penetración de gas/descompresión explosiva:** la penetración del gas ocurre cuando el gas entra a la matriz del elastómero y se expande debido a la caída de presión; esta expansión produce burbujas dentro del elastómero y dependiendo de la severidad esta burbuja puede llegar al punto en que el elastómero se rompe.



Figura 57. Descompresión explosiva en elastómeros.

Fuente. Basic in Progressing cavity pumping systems – Failure Analysis by Weatherford Limited.

- **Fallas por delaminación:** la delaminación es el resultado de fluctuaciones de temperatura durante procesos de inyección, estas laminaciones o capas crean aéreas débiles dentro del elastómero y son las zonas preferidas por el gas para ingresar a la matriz; una vez el gas haya ingresado a la matriz expande las áreas laminadas produciendo roturas en las zonas débiles.

Una manera para detectar estas fallas es que las superficies internas de las laminaciones son suaves y lisas, al contrario de la superficie externa que tiene una apariencia desgarrada y áspera.

Figura 58. Delaminaciones en elastómeros debido a fluctuaciones de temperatura.



Fuente. Progressing cavity pump inspection and reporting – C-FER technologies (B.T Wagg, MSc, PEng) pumping

Fuente. Basic in Progressing cavity systems – Failure Analysis by Weatherford Limited.

- **Fallas en el sistema de adhesión:** este fenómeno ocurre cuando el agente que mantiene adherido el elastómero al estator falla; esto puede suceder a 2 interfaces:

- Agente de adhesión - el elastómero.
- Agente de adhesión - el estator.

Generalmente está asociada a una falla en el proceso de fabricación (1), debido a la falta de pegamento en el interior del estator o pegado ineficiente, como también puede deberse a efectos del fluido producido y las condiciones de fondo de pozo (2).

Figura 59. Elastómero dañado por goma desgarrada.



Fuente. Manual de bombeo de cavidades progresivas – Marcelo Hirschfeldt (Oilproduction.net versión 2008V1).

b. MODOS DE FALLAS RECURRENTES EN EL ROTOR

Los siguientes modos de falla pueden ocurrir en el rotor de una bomba de cavidades progresivas:

- **Desgaste Abrasivo:** el desgaste abrasivo ocurre cuando el recubrimiento de cromo en el rotor empieza a desgastarse debido principalmente a una producción con alto contenido de componentes abrasivos. Este desgaste puede ser únicamente sobre la **Figura 60.** Desgaste abrasivo sobre el rotor.

superficie del cromo ó dependiendo de la severidad, puede afectar también al material base. En cualquiera de los dos casos este daño afecta el rendimiento de la bomba modificando la interferencia entre el rotor y el estator ó si la abrasión es muy aguda puede dañar permanentemente el elastómero.



El desgaste abrasivo usualmente ocurre sobre las crestas del rotor, sin embargo, en casos agudos también se puede presentar sobre otras secciones.

Fuente.Progressing cavity pump inspection and reporting – C-FER technologies (B.T Wagg, MSc, PEn

- **Ataque Acido:** el ataque acido ocurre cuando el pH del líquido producido cae por debajo de 6.0 resultando en una completa remoción del revestimiento de cromo del rotor. Este daño usualmente sucede cuando un operador decide acidificar el pozo mientras deja bomba en el fondo; una vez el recubrimiento de cromo ha sido removido del metal base, la superficie del rotor se torna muy rugosa; lo que eventualmente resultara en un desgaste del elastómero y una caída en la producción.

Figura 61.Ataque de fluido sobre el rotor.



Fuente. Manual de bombeo de cavidades progresivas – Marcelo Hirschfeldt (Oilproduction.net versión 2008V1).

- **Falla por fatiga o torsión:** es el resultado **Figura 62.** Rotor fallado por fatiga.

del stress cíclico al que está sometido un material y su posterior falla. Estas fallas son progresivas y empiezan como grietas de pequeño stress que van creciendo bajo el stress cíclico; este stress se experimenta en el rotor de PCP cuando éste no es insertado adecuadamente durante la instalación inicial, ya que puede quedar una porción que permanezca por fuera del tope de la bomba



experimentando un movimiento excéntrico **Fuente.** Basic in Progressing Cavity

más alto del que fue diseñado, resultando en Pumping Systems – Weatherford.

una falla por fatiga. Un modo de identificar esta falla es observando la forma de ruptura del material, si la superficie de la fractura es plana con una forma de media luna hacia un extremo, indica que se trata de una falla motivada por esfuerzos axiales excesivos o en nuestro caso por fatiga del material debido a esfuerzos cíclicos.

Otro mecanismo de falla de un rotor es la **Figura 63.** Rotor fallado debido a la torsión

fatiga por torsión; este tipo de falla puede ocurrir cuando por cualquier razón (bomba pegada por arena, falla del elastómero, etc.,) la bomba se bloquea, produciendo que una porción del rotor también lo haga mientras que la otra restante tendería seguir rotando; como el rotor no es un material tan flexible, la porción que continua moviéndose se quiebra. Un



modo de identificar esta falla es observando la forma de ruptura del material, si la superficie de la fractura es irregular sin ningún patrón específico,

Fuente. Basic in Progressing cavity pumping systems – Failure Analysis by Weatherford Limited.

que se trate de una falla motivada por esfuerzos torsionales excesivos.

indica

- **Corrosión por picadura (pitting):** la corrosión por picadura ocurre cuando el material base es atacado por un agente corrosivo debido a un daño inicial que sufría el recubrimiento de cromo. Este daño inicial usualmente es un ataque químico asociado con el fluido de producción (aceite, agua y gas) que bajo las

condiciones adecuadas algunos de sus componentes (CO_2 y H_2S) penetran los micro poros del material y empiezan a corroer el metal base.

Al momento en que una suficiente cantidad del metal base haya sido erosionado, el revestimiento de cromo es esa misma área empezará a presentar unas “picaduras” por corrosión.

Figura 64. Rotor expuesto a una corrosión por picadura.



Fuente. Basic in Progressing cavity pumping systems – Failure Analysis by Weatherford Limited

- **Falla por agrietamiento:** esta falla es debido a todas los elementos que hagan aumentar la temperatura entre el rotor y estator, entre ellas tenemos:
 - Por una deficiencia de fluido (baja productividad del pozo, interferencia de gas u obstrucción de la succión de la bomba) la bomba trabaja en seco (sin lubricación) por prolongados periodos de tiempo causando un ascenso en la temperatura y con ello aumentando la interferencia con el elastómero (ajuste excesivo entre el rotor y estator) produciéndose grietas debido a la alta fricción y aprisionamiento.
 - Por una elevada temperatura del yacimiento, produciendo un calor excesivo en la operación rotor-estator.**Figura 65.** Superficie de cromo del rotor agrietada.

Este tipo de falla muchas veces puede ser consecuencia de la operación normal del equipo y se considera que típicamente no afecta el comportamiento operativo de la bomba.



Fuente.Progressing cavity pump inspection and reporting – C-FER technologies (B.T Wagg, MSc, PEng

- **Falla por rozamiento (desgaste metal – metal):** esta falla ocurre generalmente por el desgaste que se produce en la parte superior del rotor, en

el tramo que queda fuera del estator (rozamiento con el niple espaciador), o en la parte inferior causado por el rozamiento con el niple de paro. Esta falla está asociada principalmente a un espaciamiento inadecuado del rotor.

Figura 66. Efecto del rozamiento (metal-metal) sobre el rotor.



Fuente. Manual de bombeo de cavidades progresivas – Marcelo Hirschfeldt (Oilproduction.net versión 2008V1).