

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA-RAÍZ (ACR) PARA
LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO DEL
SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS CRÍTICOS DEL CAMPO LA
CIRA-INFANTAS**

**JAIME ALBERTO DIAZ HERNANDEZ
JHON ALEXANDER TASCO QUINTERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA-RAÍZ (ACR) PARA
LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO DEL
SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS CRÍTICOS DEL CAMPO LA
CIRA-INFANTAS**

**JAIME ALBERTO DIAZ HERNANDEZ
JHON ALEXANDER TASCO QUINTERO**

Trabajo de Investigación Para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

**Director
ING. FERNANDO ENRIQUE CALVETE. M.Sc.**

**Co-director
JUAN PABLO PADILLA MERLANO
Ingeniero De Producción Superintendencia De Mares**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2007**

*A Dios, por estar siempre a mi lado y darme fuerzas
Para salir adelante en todo momento.
A mis padres ARTURO y MARGARITA, por enseñarme
El valor de la responsabilidad, por entregarme todo de sí,
Por que todo lo que soy se lo debo a ellos.
A mis tíos Saúl, Sofía, Arnulfo y Alicia,
Siempre sus palabras de aliento y experiencia
Me hicieron el líder de mi futuro.*

*A mis amigos.....los dinosaurios en quienes yo siempre confié, convirtiéndose muchas veces
En mis maestros mas cercanos.
Siempre estaré con ustedes....Cesar, Yair(jaider), Víctor, Yeigmy, Maoly, Nidia, Manfredo.
A todos mis amigos de trabajo en ACEIP, Diana Becerra, los coordinadores en mi periodo
presidencial, los auxiliares de biblioteca y de centro de computo.....los estaré esperando para seguir
trabajando con ustedes.*

*A toda la plaga (2052), por acompañarme en el último tramo de mi camino
Y permitirme entrar en su corazón y conocimiento.
A todos aquellos que con sus palabras de aliento y cariño me ayudaron
A no desfallecer en mi andar.
A mi prima DIANA por ser mi bastón en mis momentos de debilidad.*

*A Leonardo Caballero (chi-chi), en chocolista, quien con su trabajo de mantenerlas bien frías, avivó el
fuego de nuestro conocimiento.*

*A Kaleth Morales (Q.E.P.D), por componer "Ella es mi todo" y mostrar mi comienzo, desenlace y mi
fin*

JAI ME ALBERTO

Álvaro Tasco y Elizabeth Quintero, el par de viejos que más quiero y con los cuáles, me siento agradecido por haber formado la persona que soy hoy en día.

A Álvaro y Julieth, las pelusas, mis hermanos para los cuales soy el norte y orientación hacia el futuro.

A Iliana ballesteros mi tía y Edinson carvajal, constante apoyo desde mi llegada a Bucaramanga y excelentes consejeros en los momentos difíciles.

A Jhon Edinson mi primo, una calidad de persona,

A Katherine, mi prima el amor y cariño hecho persona.

A Maria, Marina y Juancho mis abuelos maternos y paternos por todo amor y afecto demostrado hacia mi.

A todos mis demás familiares que de una u otra forma colaboraron con este proyecto.

JHON ALEXANDER

AGRADECIMIENTOS

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

A ECOPETROL S.A. por permitir el desarrollo de este proyecto a lo largo de este último año.

Al ingeniero Ricardo Gómez Gómez por su apoyo y confianza brindada hacia nosotros en el desarrollo de este proyecto.

Al departamento de producción, Ingenieros Juan Pablo Padilla, Heider Arévalo, Juan Carlos Vega, por su colaboración en la construcción de este proyecto.

Al Ingeniero David Alba Rojas, por su constante apoyo, consejos, enseñanzas y orientación, los cuales son parte fundamental en la estructura de este trabajo.

Al Ingeniero Luis Alberto Gonzáles por sus consejos.

Al personal del taller de bombas: Yimmy Picón, Juan Ortega, Martín Salazar, por sus enseñanzas técnicas y consejos para la vida.

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

A la universidad industrial de Santander.

RESUMEN

1. TITULO*

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA-RAÍZ (ACR) PARA LA REDUCCIÓN DE FALLAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN POZOS CRÍTICOS DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

2. AUTORES**

JAIME ALBERTO DIAZ HERNANDEZ,
JHON ALEXANDER TASCO QUINTERO.

3. PALABRAS CLAVES

Metodología análisis de causa raíz, ACR, bomba de subsuelo, bombeo mecánico, frecuencia de trabajos, dinagramas.

4. DESCRIPCIÓN

El presente trabajo se enmarca en el proyecto de reducción de la frecuencia de fallas en el equipo de subsuelo del campo La Cira-Infantas, el cual constituye la propuesta técnico-económica del año 2007.

Se muestra la aplicación de la metodología de análisis de causa raíz como medio para lograr la reducción de fallas en el componente bombas de subsuelo de 33 pozos escogidos como críticos por alta frecuencia de trabajos por problemas en el campo La Cira-Infantas

El trabajo implicó, en primera instancia, la recolección de información correspondiente a trabajos de varilleos y workovers, cambios de extracción, historia de producción, dinagramas, niveles y reportes de reparación de bombas; posteriormente, la organización de esta información y por último, el análisis de la misma. Dicho análisis corresponde a la aplicación de la metodología mencionada, la cual consistió en el desarrollo de tres fases: la descripción y definición del problema particular ocuriente a cada pozo, la identificación de la(s)

causa(s) que originan el problema y la determinación de la mejor solución.

Se aplicó para cada pozo la metodología concluyendo que el problema principal lo constituye la dificultad de las bombas para el manejo de la arena producida de los pozos. Las causas son muy diversas y van desde la inadecuada selección de los materiales de las bombas hasta la misma condición de deterioro del revestimiento del pozo. Las recomendaciones sugeridas se muestran como posibles caminos a seguir para la consecución de la solución a los problemas de los pozos

.

* = Proyecto de Grado.

** = Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directores: Ingeniero de Petróleos M.Sc. Fernando Enrique Calvete,
Ingeniero de Petróleos. Juan Pablo Padilla.

ABSTACT

1. TITLE*

APPLICATION OF THE METHODOLOGY ANALYSIS ROOT CAUSE (RCA) FOR FAULTS REDUCTION OF IN THE SUBSURFACE PUMPS OF THE SYSTEM OF MECHANICAL PUMPING IN CRITICAL WELLS OF LA CIRA-INFANTAS FIELD.

2. AUTHORS**

JAIME ALBERTO DIAZ HERNANDEZ,
JHON ALEXANDER TASCO QUINTERO

3. KEYWORDS

Methodology root cause analysis, RCA, subsoil pump, mechanical pumping, frequency of works, load cards.

4. DESCRIPCIÓN

The present work frames in the project of reduction of the frequency of faults in the subsoil equipment of La Cira-Infantas field, who constitutes the technical-economic proposal of year 2007.

Cira-Infant shows to the application of the methodology of analysis of average root cause like obtaining the reduction of faults in the component subsoil pumps of 33 wells selected like critical by high frequency of works by problems in this element in the field. The work implied, in first instance, the harvesting of information corresponding to works of varilleos and workovers, changes of extraction, history of production, load cards, levels and reports of repair of pumps; later, the organization of this information and finally, the analysis of the same one. This analysis corresponds to the application of the mentioned methodology, which consisted of the development of three phases: the description and definition of the ocurrente particular problem to each well, the identification of (s) the cause (s)

that the problem and the determination of the best solution originate. The methodology was applied for each well concluding that the main problem constitutes the difficulty of the pumps for the handling of the produced sand of wells. The causes are very diverse and go from the inadequate selection of the materials of the pumps to the same condition of deterioration of the coating of the well. The suggested recommendations are like possible ways to follow for the attainment of the solution the problems of wells

* = Project of Degree.

** = Physical – Chemical Engineering Faculty Petroleum Engineering School.

Directors: Eng. Petroleum M.Sc. Fernando Enrique Calvete and Eng. Petroleum Juan Pablo Padilla

TABLA DE CONTENIDO

1. GENERALIDADES DE LA METODOLOGIA ANALISIS CAUSA RAIZ.....	19
1.1 INTRODUCCION	19
1.2 ¿QUÉ ES EL ACR?.....	19
1.3 ¿POR QUÉ APLICAR LA METODOLOGIA ACR?	20
1.4 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA	20
1.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ACR.....	21
1.5.1 Fase 1. Análisis del problema.....	22
1.5.2 Fase 2. Consideración de todas las causas posibles de falla ...	23
1.5.3 Fase 3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz	24
1.5.4 Fase 4. Consideraciones de todas las posibles soluciones a la Causa Raíz.	26
1.5.5 Fase 5. Selección de la mejor opción	27
1.5.6 Fase 6. Implementación de la solución y seguimiento	28
2. GENERALIDADES DE LA CIRA-INFANTAS	13
2.1 LOCALIZACION	13
2.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO	13
2.3 GEOLOGIA DE LOS CAMPOS	17
2.3.1 Campo La Cira.	18
2.3.2 Campo Infantas.	19
2.4 ESTRATIGRAFIA.....	19
2.4.1 MODELO SEDIMENTARIO.	21
2.4.2 MODELO PETROFISICO CAMPO LA CIRA – INFANTAS..	23
3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA ACR	26
3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN	26
3.2 ANÁLISIS DEL PERIODO 2004	29
3.3 ANALISIS DEL PERIODO 2005	32
3.4 ANALISIS DEL PERIODO 2006	34
3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS CRITICOS	40
3.5.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS PROBLEMAS POR PRESENCIA DE ARENA.....	40
3.5.2 POZOS CON PROBLEMAS DE GAS.	43
3.5.3 POZOS CON PRESENCIA DE CORROSIÓN.	44
CONCLUSIONES.....	45
RECOMENDACIONES	46
BIBLIOGRAFIA.....	47

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Sub-etapas del proceso de identificación	22
Tabla 2. Sub-etapas	23
Tabla 3. Proceso de validación	25
Tabla 4. Validación de causas	26
Tabla 5. Herramientas	28
Tabla 6. Propiedades Petrofísicas del Campo La Cira	40
Tabla 7. Propiedades de yacimiento y fluidos del Campo La Cira	40
Tabla 8. Propiedades de los fluidos Campo Infantas	40
Tabla 9. Propiedades Petrofísicas del Campo Infantas	41
Tabla 10. Reservas Campo La Cira	41
Tabla 11. Reservas Campo Infantas	41
Tabla 13. Relación de trabajos realizados año 2004	46
Tabla 14. Intervenciones Realizadas a los pozos 2005	49
Tabla 15. Intervenciones hasta septiembre 2006	51

Tabla 16. Resumen de los periodos estudiados	52
Tabla 17. Consolidado de índice general de falla para los periodos en estudio	53
Tabla 18. Frecuencia de fallas	55

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Campos del Magdalena medio	30
Figura 2. Zonas del campo La Cira-Infantas	32
Figura 3. Columna estratigráfica Valle medio del Magdalena	37
Figura 4. Ambiente de depositación formación mugrosa	38
Figura 5. Representación grafica de fallas periodo 2004	46
Figura 6. Representación grafica de fallas periodo 2005	50
Figura 7. Representación grafica de fallas Sep 2006	52

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. BOMBEO MECÁNICO

ANEXO B. INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE Y BUEN MANEJO DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO SEGÚN NORMA API 11AR

ANEXO C. MUESTRA FOTOGRÁFICA DE FALLAS EN LOS COMPONENTES DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO

ANEXO D. METALURGIA DE MATERIALES UTILIZADOS PARA LA FABRICACIÓN DE BOMBAS MECANICAS DE SUBSUELO

INTRODUCCIÓN

La Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL S.A., ha ejercido como máximo ente en las áreas de exploración, explotación, producción, transporte y comercialización de los hidrocarburos en el país; es por esto que día a día está en búsqueda de mejoras en todo lo relacionado a la operación y producción de sus campos.

Durante este camino de estudio y búsqueda de las soluciones más aplicables, Ecopetrol S.A. ha implementado la aplicación de diferentes metodologías, todas ellas en pro de justificar el concepto de control de pérdidas. La metodología Análisis Causa Raíz ACR es de las más exitosas, no solo por sus excelentes resultados si no por su facilidad de aplicación y de aprendizaje.

Teniendo en cuenta los resultados sobresalientes del ACR Ecopetrol S.A. ha invertido en proyectos de disminución y prevención de pérdidas en todos sus campos. Este trabajo de grado analiza los pozos críticos por bomba de subsuelo del campo LA CIRA-INFANTAS, complementando así trabajos de grado anteriormente realizados y pretendiendo ofrecer una propuesta acorde a las necesidades del campo.

Integrando los conocimientos sobre análisis causa raíz y bombeo mecánico, se aplican al campo LA CIRA-INFANTAS, realizando un análisis estadístico, para hacer un correcto reconocimiento de los pozos críticos, resaltando aquellos que fallan por bomba de subsuelo.

En el desarrollo de la metodología se diseñó un grupo investigativo conformado por el departamento de control de producción, integrantes del taller de bombas y estudiantes. El primer paso en el desarrollo fue conocer a fondo los problemas presentados por el campo. A continuación se desarrollaron visitas

periódicas al taller de bombas, con el claro objetivo de encontrar evidencias, las cuales validaran el estudio estadístico. El principal problema en el avance del trabajo investigativo fue la falta de organización en las bases de datos consultadas. Este inconveniente fue resuelto consultando los libros de salida en el taller de bombas.

A continuación el grupo investigativo, con ayuda del árbol de fallas validaron o rechazaron las ideas generadas durante la primera fase del proyecto para luego avanzar a la causa o causas generadoras de los incidentes y poder atacar desde la raíz del problema.

1. GENERALIDADES DE LA METODOLOGIA ANALISIS CAUSA RAIZ

1.1 INTRODUCCION

Un buen programa de administración de activos debe garantizar que todo incidente sea reportado. Un incidente está definido, como: cualquier evento que cause una desviación de los planes de producción o que afecte el presupuesto, o que halla estado muy próximo a suceder.

El ACR puede ser utilizado para la evaluación de cualquier problema. Por su estructura, el ACR es un proceso que consume tiempo y recursos por lo tanto se debe establecer desde un principio si el incidente o problema requiere realizar o no un estudio de ACR.

La metodología ACR, es una respuesta adecuada y conforme al concepto de control de perdidas, teniendo presente todos aquellos eventos y sucesos que ocasionan disminución en la producción.

Para este caso específico se mostrará como el campo La Cira-Infantas está dejando de percibir US\$ 61599 anuales, y como la superintendencia de mares puede recuperar o captar esta cantidad, realizando cambios pequeños pero significativos dentro del tren de producción.

1.2 ¿QUÉ ES EL ACR?

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

número de razones, las cuales pueden ser remontables lógicamente, hasta llegar al evento raíz de la acción.

1.3 ¿POR QUÉ APLICAR LA METODOLOGIA ACR?

Es un hecho probado que la mayor parte de los problemas que plagan la industria son las llamadas fallas CRÓNICAS. Esto significa que suceden más de una vez por la misma razón. Además, fuera de todas las fallas crónicas que se experimenten en un año dado, cerca del 20% de estos incidentes representan el 80% de las pérdidas. Estos son hechos importantes para entender cuando se piensa en las ventajas del Análisis Causa Raíz. En pocas palabras significa, al investigar el 20% de las fallas, se estaría previniendo el 80% de las pérdidas totales y las ventajas se podrán ver en un periodo corto de tiempo.

Teniendo en cuenta las anteriores razones económicas, debemos evaluar la viabilidad de un proyecto de ACR, en base a sus consecuencias, por ejemplo si estas fallas involucran la integridad de las personas, la inversión, la infraestructura, el medio ambiente, el prestigio de la compañía o la combinación de varias o de todas las consecuencias anteriormente nombradas. Luego se debe establecer la probabilidad que el evento ocurra de nuevo.

1.4 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA

Conociendo y observando los excelentes resultados ofrecidos por la aplicación de la metodología, es fácil creer que el ACR necesita de nuevas y radicales habilidades, lo cual no es cierto, ya que el ACR se basa en pasos sencillos de fácil manejo y fácil aprendizaje.

Debido a la sencillez de la aplicación de la metodología, se puede llegar a la creencia que tan solo con el sentido común se puede solucionar los problemas

que se están afrontando e ignorar algunos aspectos como la experiencia y el conocimiento previo sobre el problema a tratar.

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

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

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

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

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

1.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ACR

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

El Análisis Causa Raíz se desarrolla en 6 fases:

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

1.5.1 Fase 1. Análisis del problema, el objetivo de esta etapa, es la captura inmediata de toda circunstancia que rodea el incidente, por aquellas personas que estuvieron directamente involucradas.

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

Las sub-etapas del proceso de identificación se describen a continuación.

Tabla 1. Sub-etapas del proceso de identificación

Sub-etapa	Metodología
Revisar la historia del incidente, los problemas y preocupaciones	Diagrama de relación (inventario/agrupación)
Por cada preocupación, defina el resultado, qué fue el disparador?	Línea del tiempo (secuencia de eventos)
Agrupe los resultados dentro de problemas tipo o áreas problemas	Modelo de cambio
Priorizar los problemas basado en el impacto (identificar el mas importante)	Diagrama de Pareto
Trabaje el establecimiento del problema en términos del comportamiento esperado contre el actual	Establecimiento del problema

En este proceso es importante:

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

1.5.2 Fase 2. Consideración de todas las causas posibles de falla, luego de establecer exitosamente el problema en la etapa anterior, se debe seguir en la misma línea de ser estrictos en la utilización de fuentes confiables. Se debe tener cuidado en NO sacar conclusiones en esta etapa.

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

Las sub-etapas se muestran a continuación, sustentadas con las metodologías que deben seguirse.

Tabla 2. Sub-etapas

Sub-etapa	Metodología
Determine las causas próximas del problema: Hechos conocidos directamente relacionados con el problema antes de pasar a las asunciones	<ul style="list-style-type: none"> • Método de la escalera • Análisis de árbol de fallas • Análisis de cambio
A través de una lluvia de ideas determine las causa posibles de cada causa próxima	<ul style="list-style-type: none"> • Diagrama de espina de pescado • Lista de chequeo de la interfase persona/sistema

La metodología del árbol de avería tiene como fin ayudar al equipo de trabajo, dotándolo visualmente y el cual debe llevar a cabo los siguientes principios:

1. Indicación del acontecimiento de la falla
2. Indicación de los modos de fallo
3. Presunción
4. Verificar hipótesis
5. Determinar las causas subyacentes (físico, humano y latente).

Teniendo en cuenta los principios anteriormente nombrados, se debe comenzar el análisis del mismo, con la falla final y progresivamente se va remontando cada causa, la cual va conduciendo al evento anterior. Este procedimiento se continúa hasta que el rastro se pueda remontar. Cada resultado de una causa debe fluir claramente de su precursor (aquella causa que está antes de ella).

1.5.3 Fase 3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz, el propósito de la validación es determinar cuál de las posibles causas determinadas en la fase 2, tienen evidencias o hechos que las soporten, en esta etapa se elimina toda la información no verificable o no lógicamente soportada.

La siguiente tabla muestra el proceso de validación.

Tabla 3. Proceso de validación

Sub-etapa	Si la respuesta es SI	Si la respuesta es NO
1. Revise cada causa posible “tengo las evidencias que soportan esta causa?”	Entonces se convierte en causa probable	Pase a la pregunta 2
2. Luego pregunte “tengo todas las evidencias para eliminar esta causa?”	Elimine la causa del listado	Pase a la pregunta 3
3. Luego pregunte: “existe mas información disponible para confirmar o rechazar esta causa?”	Busque por mas información o evidencias	Mantenga la causa en el listado (Remanente)

A continuación se debe verificar las causas probables y las remanentes para observar si concuerdan con cada dimensión de la descripción del problema. *Identificación, ubicación, tiempo y extensión.*

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

En la siguiente tabla se observa el proceso de validación de causas.

Tabla 4. Validación de causas

Sub-etapa	Si la respuesta es SI	Si la respuesta es NO
1. Tome cada causa validada y compare con el SI ES/NO ES	Pase a la pregunta 2	Removerla del listado de causas.
2. Luego la pregunta: A través de la evidencia, esta puede causar un problema?	Esta es una causa raíz	Pase a la pregunta 3.
3. Es el problema repetible por la causa que lo inició?	Se convierte en una causa raíz	Pase a la pregunta 4.
4. Finalmente, si no hubiere ocurrido la causa, no hubiere existido el problema?	Esta se convierte en Causa Raíz	Mantenerla como causa posible

1.5.4 Fase 4. Consideraciones de todas las posibles soluciones a la Causa Raíz, en esta etapa del ACR, se comprueba si hubo y hay entendimiento general de lo que se está realizando y de lo que se quiere lograr. El planteamiento de la decisión debe estar conectado exclusivamente con la causa del problema.

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

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

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

Para complementar esta fase, se debe generar soluciones alternativas, garantizando un desarrollo mas amplio del problema. Enfocando esta sección

desde otro punto de vista, por ejemplo: “mejoramiento del equipo existente” o “equipo de nueva tecnología”.

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

1.5.5 Fase 5. Selección de la mejor opción, el proceso de seleccionar la mejor solución involucra: Especificar el ideal, que se quiere alcanzar, especificar los mínimos a los que se quiere llegar, evaluar y comparar los resultados y entender los riesgos y beneficios asociados con cada solución.

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

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

La tabla a continuación nos proporciona pautas para poder tomar la mejor decisión y apoyadas en ciertas herramientas y requerimientos y no en opiniones.

Tabla 5. Herramientas

Sub-etapa	Herramienta
Comparar los beneficios de cada alternativa versus los criterios de selección. Desechar las alternativas que no cumplen con los debería	<ul style="list-style-type: none">• Grilla de selección
Tomar las dos o tres alternativas con la mayor calificación o peso y evalúe el riesgo asociado con la implementación	<ul style="list-style-type: none">• Planeación preventiva (matriz de riesgo)
Use la calificación y la matriz de riesgo, y seleccione la alternativa mejor balanceada	<ul style="list-style-type: none">• Grilla de selección• Planeación preventiva (matriz de riesgo)

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

1.5.6 Fase 6. Implementación de la solución y seguimiento, por ultimo, se asume que la comunicación con los responsables del proyecto ha sido efectiva y satisfactoria, para así seguir la eficacia de las recomendaciones y poder evaluar que se está consiguiendo la vuelta en la inversión, la cual se debió calcular teniendo en cuenta el costo de mantenimiento, tarifas mejoradas de la producción, índices de fracaso reducidos, etc.

Un seguimiento de la solución implementada permite identificar la efectividad de la solución misma. Se debe documentar las soluciones efectivas y las lecciones aprendidas publicándolas para que dichos problemas no se repitan en otro lugar.

2. GENERALIDADES DE LA CIRA-INFANTAS

Antes de realizar cualquier procedimiento de la metodología, la prioridad es contar con la mayor información de calidad que sea posible, en favor de conocer el objeto inicial del estudio. En nuestro caso específico es el campo La Cira-Infantas.

La superintendencia de mares preocupada por los elevados números en producción diferida de este campo, ha planteado una serie de soluciones basadas en la aplicación de la metodología análisis causa raíz.

2.1 LOCALIZACION

Los campos Cira-Infantas se encuentran ubicados hacia la parte central de la antigua Concesión de Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km² y distantes 22 Km. al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo estos los campos de mayor producción a lo largo de la historia en la cuenca del valle medio del Magdalena. El valle medio del Magdalena está limitado al Este por la cordillera Oriental, al Oeste por la cordillera central, y se extiende desde las localidades del Banco (Magdalena) en el Norte hasta Honda (Tolima) en el Sur.

2.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO

El pozo descubridor del campo Infantas fue el pozo Infantas 2, el cual se completo el 27 de abril de 1918 en la zona C, a una profundidad de 1580 pies, con una producción de 800 a 1000 BOPD, de igual forma del anticlinal La Cira en 1925 se completo el pozo La Cira-58 en la zona "A". En este mismo año, se descubren las arenas de la zona "B" con el pozo La Cira-125 que fue el

Fuente. Ecopetrol S.A.

En 1926 la empresa Andian terminó la construcción del oleoducto entre el complejo El Centro y el Puerto del Mamonal en la costa norte, lo cual permitió continuar con el desarrollo del campo. En 1928 se dio inicio a la inyección de gas en la zona “B” del campo La Cira, suspendiéndose antes de cumplir un año, para reiniciarla en 1931 y suspenderla en 1935, debido a las altas presiones y la falta de resultados concluyentes. En enero de 1929, se empezó a inyectar gas en la zona “A” y en mayo de 1930, se inició la inyección de gas en la zona “C” la cual se mantuvo a tasa variables, hasta los inicios de la recuperación secundaria.

A finales de 1940 se habían perforado un total de 675 pozos: 610 en la zona “C”, 37 en la zona “B” y 28 en la zona “A”, hasta 1947 año en el cual se suspende la perforación en la estructura de la Cira, habiéndose perforado un total de 857 pozos con un espaciamento promedio de 14 acres. Durante el periodo de 1953 – 1957 ECOPETROL perforó 64 pozos adicionales en infantas, obteniendo un espaciamento promedio de 11 acres.

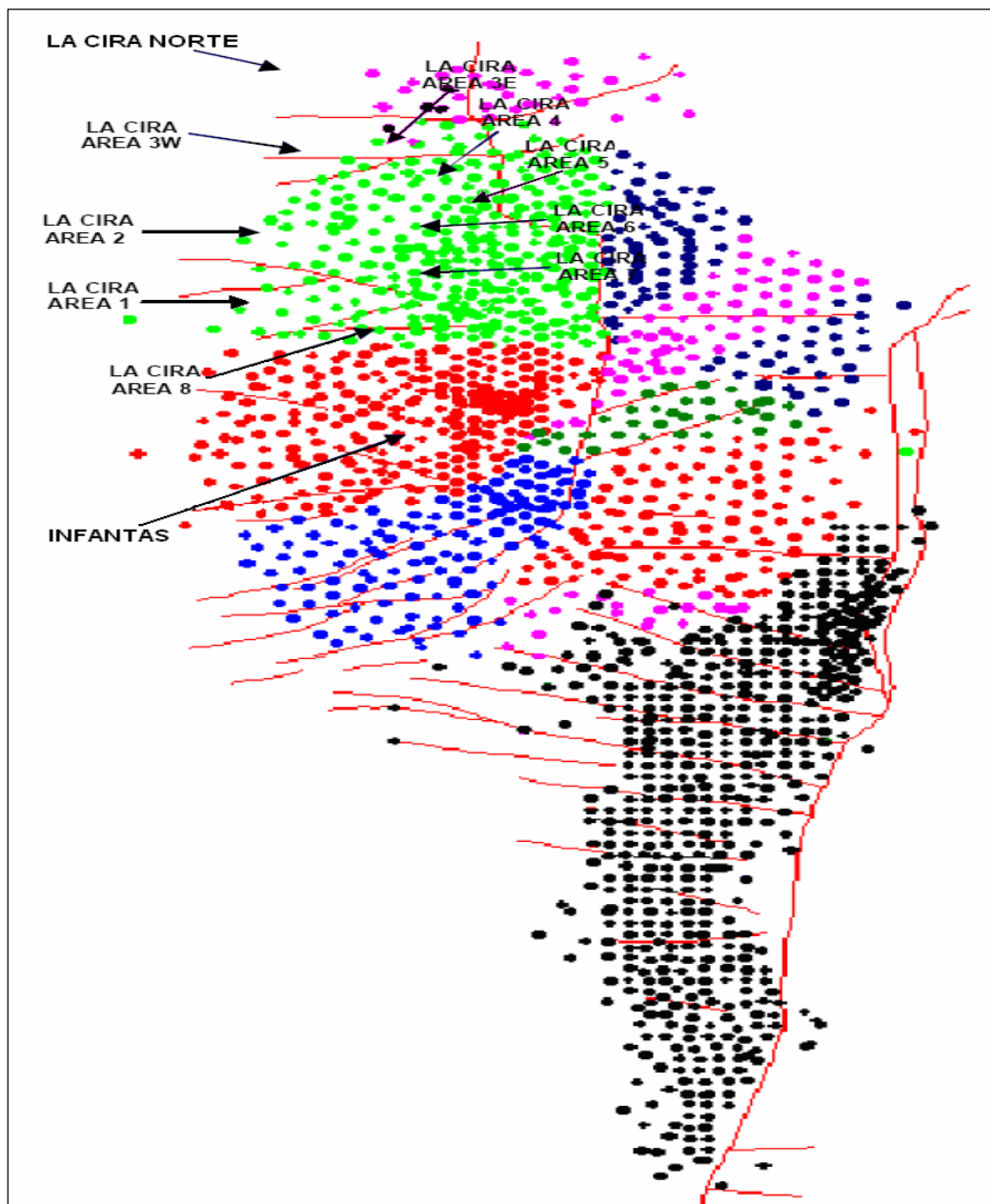
En el campo La Cira – Infantas, inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) que fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico que se mantiene en la actualidad.

El primer programa de inyección de agua se realizó en el Campo La Cira entre 1946 y 1949, a través de un proyecto piloto de siete puntos localizados en su periferia sobre el acuífero, en el área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento.

La Forest Oil Corporation, inició el recobro de aceite por inyección de agua en la zona “C” del Campo La Cira en 1957, en un área de 280 acres, localizada en

la parte central del área 3W formada por 17 modelos de 5 puntos (24 inyectores y 18 productores) y una tasa de inyección de 1000 BWPD/pozo. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W.

Figura 2. Zonas del campo La Cira-Infantas



Fuente. ECOPETROL S.A.

Desde finales de 1964 hasta comienzos de 1966, ECOPETROL perforó 19 pozos para desarrollar el área La Cira Norte, considerando el pozo La Cira-1753 como el descubridor del área.

El campo produce primariamente en las zonas A y B de La Cira, en las zonas C y B de Infantas y en la zona C de un sector de la parte alta de la estructura del área 02 y 01 de La Cira; y secundariamente produce en el resto de la zona C de las demás áreas de La Cira y en algunos pozos localizados en el sector Norte de Infantas que han sido afectados por la inyección de agua del área 07 de La Cira.

El campo La Cira-Infantas alcanza su máxima producción en 1939, con una producción de 64.972 BOPD, el pico de producción secundaria se alcanzó en octubre de 1974, con una tasa de 11.780 BOPD con una tasa de inyección de 120.300 BOPD.

En la actualidad se desarrollan trabajos de reactivación de pozos y perforación de otros dado a convenios suscritos por ECOPETROL S.A. en asocio con OXIANDINA lo cual ha dado como resultado en las fase inicial del proyecto un aumento en la producción cercano a los 2200 BOPD pasando de 5500 BOPD cuando inicio el proyecto a finales del 2005 a 7700 BOPD a fines de este 2006.

2.3 GEOLOGIA DE LOS CAMPOS

Los campos La Cira-Infantas se encuentran geológicamente ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectónicos-sedimentarios que le han impreso su morfología actual. Esta cuenca es de tipo intracontinental, en forma de semigraben inclinado hacia el Este con una columna sedimentaria de más de 16000 pies que descansa discordante sobre rocas Triásico – Jurasicas. Durante el Triásico y

hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de “Rift” con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como “Backarc” detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío-Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea de los campos.

Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de “foreland”, pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial – fluvio paludal y/o fluvio deltáica), depositándose discordantemente sobre la secuencia Terciaria. Finalmente en el Mioceno tardío-Plioceno ocurrió un periodo de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca.

En la cuenca la mayoría de la producción es obtenida de depósitos arenosos terciarios (Eoceno-Oligoceno-medio) y en menor proporción depósitos del Paleoceno y Cretácico. Esta producción está asociada principalmente a trampas de tipo estructural y la generación de este aceite se asocia a los sedimentos ricos en materia orgánica de la formación la Luna.

2.3.1 Campo La Cira. Su estructura es un anticlinal alargado de 9 Km. de longitud por 6 Km. de ancho, el eje principal se encuentra en dirección Norte – Sur, este anticlinal tiene cabeceo (plunge) hacia el Norte, y al Este del eje está cortado por la falla La Cira, que es una falla inversa de alto ángulo (70°-80°) que buza hacia el occidente y cuyo desplazamiento oscila entre 200 y 300 pies en el tope de la estructura. Hacia el Este de la falla La Cira la estructura se

hunde un poco en forma de “U” a manera de sinclinal entre esta falla y la falla de Infantas. Produce de tres zonas “A”, “B” y “C” (ver columna estratigráfica – figura 3). La zona “C” es un yacimiento de arenas fluviales de permeabilidad baja a moderada. Esta zona contiene aproximadamente el 80% del OOIP (Original Oil In Place) en el campo La Cira. Las zonas “C” y “B” producen de la formación Mugrosa de edad Eoceno – Oligoceno y la zona “A” produce de la formación Colorado de edad Oligoceno.

2.3.2 Campo Infantas. Su estructura es un anticlinal asimétrico alargado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (falla de Infantas). El tren general del eje del anticlinal es N-S a N10E y se puede seguir por una distancia aproximada de 12 Km. Con un ancho de 2-2.5 Km.

El anticlinal de Infantas está dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90° y un desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la falla de infantas. El desplazamiento a lo largo de la zona de falla de Infantas es de aproximadamente 1000 a 1200 pies pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal tiene cierre (plunge). En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental. La falla de Infantas buza hacia el Este con un ángulo entre 45° y 70° y es evidenciada en superficie por la presencia de rezumaderos (oil seeps) y por zonas de arrastres y pliegues inversos así como por la expresión morfológica a lado y lado de la falla debido a los cambios de litología.

2.3 ESTRATIGRAFIA

Debido a que la geometría de las rocas que conforman cualquier yacimiento es un reflejo de los procesos que actuaron durante la depositación (ambiente sedimentario) y los procesos posteriores que afectan sus características

originales (diagénesis, tectónica, etc.), estos aspectos se tuvieron en cuenta en el momento de caracterizar el yacimiento.

La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los dos campos abarca rocas desde el Pre-Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de La Cira. Las características litológicas y estratigráficas del terciario comprende: la formación Esmeralda-La Paz (Zona D) constituidas por intercalaciones de arena y arcillas con predominio de estas últimas.

La formación Mugrosa inferior (Zona C) constituida por areniscas de grano medio a grueso. La formación Mugrosa superior (Zona B) constituida por intercalaciones de arena fina a muy fina.

La formación Colorado (Zona A) constituida por arenisca de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición entre arcosa lítica y subarcosa

El cretáceo está conformado por una secuencia marina en la que predominan las calizas y los shales oscuros. Se encuentran discordantemente por debajo de la secuencia del terciario.

Figura 3. Columna estratigráfica Valle medio del Magdalena

PERIODO	EPOCA	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	
CUATERN	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
		MUGROSA		
	EOCENO	ESMERALDAS		
		LA PAZ		
	PALEOCENO	DISCORDANCIA		
		LISAMA		
	CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
		CAMPANIANO		
		SANTONIANO	LA LUNA	
CONIACIANO		GALEMBO		
TURONIANO		PUJAMANA		
CENOMANIANO		SALADA		
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO		TABLAZO		
BARREMIANO		PAJA		
		ROSABLANCA		
VALANGINIANO	TAMBOR			
JURASICO	GIRÓN			
PREMEZOSOICO		BASAMENTO		

Fuente. Ecopetrol S.A.

2.4.1 MODELO SEDIMENTARIO. Para la definición del modelo sedimentario y diagenético se contó con la información litológica (corazones) del pozo La Cira 1884, perforado y corazonado en 1988 como reemplazo del pozo La Cira-1133. En la descripción de los 350 pies de corazón del pozo La Cira-1884, que incluyen la mayoría de las arenas y arcillas que conforman la unidad “C”, se pudieron identificar facies correspondientes a: Depósitos de canales fluviales y depósitos de llanura de inundación.

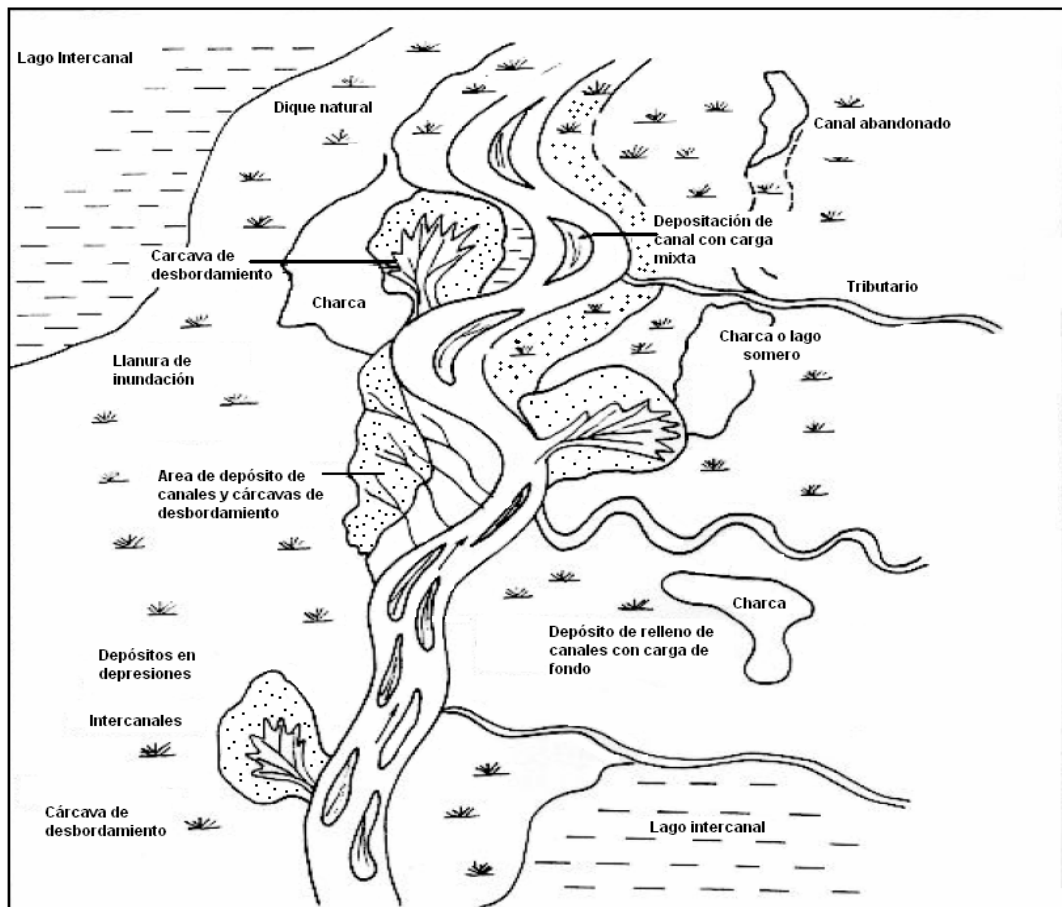
Ambientes de sedimentación: Los cuerpos arenosos presentes en la secuencia terciaria se depositaron en un ambiente fluvial y se definieron los siguientes subambientes:

ZONA A: Es de tipo meandriforme y Braided.

ZONA B: Es definido como Braided con tendencia meandriforme, con procesos Bedload y mixload de base a tope asociados con algunos depósitos paludales.

ZONA C: Tipo Braided presentando apilamiento de canales.

Figura 4. Ambiente de deposición formación mugrosa



2.4.2 MODELO PETROFISICO CAMPO LA CIRA – INFANTAS. El campo La Cira-Infantas por ser uno de los campos más antiguos, ha visto pasar todo el desarrollo tecnológico de las herramientas de perfilaje desde las primeras tomadas a mano hasta las herramientas mas modernas de los últimos años.

Se realizó la evaluación petrofísica de las formaciones Mugrosa y Colorado en 823 pozos para lo cual se empleó la información de 6 pozos corazonados del campo La Cira (1879—1880—1882—1884—1888--1892) y se contó con la información de aproximadamente 3200 datos de análisis básico de corazones de dichos pozos corazonados. Con esta información se realizó el cálculo de porosidad y permeabilidad en forma continua a partir de los perfiles disponible para cada pozo. Además con la información de estudios especiales de corazones (70 muestras presentan propiedades eléctricas y presiones capilares, 24 muestras presentan permeabilidades relativas, 3 de mojabilidad y 11 de sensibilidad), se estableció las correlaciones que permitieron el cálculo de permeabilidades relativas y saturaciones originales basadas en datos de presión capilar, permitiendo por medio de la comparación de esta saturación y la calculada por Archie definir zonas acuíferas y zonas afectadas por inyección de agua dulce para los pozos perforados después de la inyección. Se definieron tres tipos de calidad de roca calibrada con la información de los pozos corazonados, identificando las zonas con mejores propiedades petrofísicas. En el campo La Cira-Infantas, está probada la acumulación de hidrocarburos las cuales se ilustran en las siguientes tablas que resumen sus propiedades:

Tabla 6. Propiedades Petrofísicas del Campo La Cira

PARAMETROS ZONA	LA CIRA		
	Arena A	Arena B	Arena C
AREA (Acres)	1492	3444	7438
TOPE (Pies)	820	1600	3070
ESPESOR NETO (Pies)	227	257	290
POROSIDAD PROMEDIO (%)	24	21	22
PERMEABILIDAD PROMEDIO (md)	111	40	95
Swi (%)	45	45	45

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 7. Propiedades de yacimiento y fluidos del Campo La Cira

PROPIEDAD	LA CIRA		
	Arena A	Arena B	Arena C
TEMPERATURA DE YACIMIENTO, °F	92	98	105
PRESIÓN DE SATURACIÓN, Psi	640	715	1570
FACTOR VOLUMETRICO A Ps, Py Rb/STB	1,067	1,075	1,08
Rs, SCF/STB	70	93	181
GRAVEDAD API	18-24	20-27	16-25
VISCOSIDAD, Cp	58 a 100°F	11.4 a 98°F y 650 psi	19 a 105°F y 1570 psi
SALINIDAD, ppm NaCl	10000- 15000	15000-25000	25000-40000
TIPO DE CRUDO	Nafténico	Nafténico	Nafténico
MECANISMO DE PRODUCCIÓN	Gas disuelto	Gas disuelto	Gas disuelto

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 8. Propiedades de los fluidos Campo Infantas

PROPIEDAD	INFANTAS	
	Arena B	Arena C
TEMPERATURA DE YACIMIENTO, °F	85	95
PRESIÓN DE SATURACIÓN, psi	500	945
FACTOR VOLUMETRICO A Ps, Py Rb/STB	-	1.0
Rs, SCF/STB	93	200
GRAVEDAD API	25	24-28
VISCOSIDAD, Cp	11.4 a 98°F y 650 psi	5.5
SALINIDAD, ppm NaCl	15000-25000	20000-40000
TIPO DE CRUDO	Nafténico-parafínico	Nafténico-parafínico
MECANISMO DE PRODUCCIÓN	Drenaje gravitacional y gas disuelto	Drenaje gravitacional y gas disuelto

Fuente. Ecopetrol S.A.

Tabla 9. Propiedades Petrofísicas del Campo Infantas

PARAMETROS ZONA	INFANTAS	
	Arena B	Arena C
AREA (Acres)	1171	2778
TOPE (Pies)	900	2390
ESPESOR NETO (Pies)	257	290
POROSIDAD PROMEDIO (%)	21	22
PERMEABILIDAD PROMEDIO (md)	40	95
Swi (%)	45	45

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 10. Reservas Campo La Cira

CAMPO	ZONA	ACEITE ORIGINAL (MMBLS)	PRODUCCION ACUMULADA (MMBLS)	RESERVAS		FACTOR DE RECOBRO (%)
				DESARROLLADAS (MMBLS)	NO DESARROLLADAS (MMBLS)	
La Cira	A	327	43	4.7	1.0	13
	B	377	108	17.0	10.2	16
	C	1638	336	10.1	1.0	21

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 11. Reservas Campo Infantas

CAMPO	ZONA	ACEITE ORIGINAL (MMBLS)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (MMBLS)	RESERVAS		FACTOR DE RECOBRO (%)
				DESARROLLADAS (MMBLS)	NO DESARROLLADAS (MMBLS)	
Infantas	B	211	30	2.0	0.0	14
	C	698	181	5.0	10.0	27

Fuente: Ecopetrol S.A.

3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA ACR

Conociendo las generalidades del campo, ahora se debe enfocar al particular, tomando los pozos que operan con bombeo mecánico y presentan fallas repetitivas por bomba de subsuelo, recordando esto como objetivo de este trabajo.

En el desarrollo de la metodología se analizaron las posibles causas de falla, orientados por la primera base de datos que son los miembros del taller de bombas y control de producción, teniendo como objetivo no dejar por fuera ninguna posible causa. Teniendo las pruebas físicas y con el refuerzo del árbol de fallas, se fue validando cada idea o se fue descartando. A continuación se observó cuales serian las soluciones probables y mas viables, corroborándose con un balance de costos.

3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

La primera decisión que se debe tomar es la aplicación de la metodología análisis causa raíz. Para decidir su implementación Ecopetrol S.A., posee una matriz de riesgos creada por ellos y adecuada a sus necesidades, en la cual ubican los acontecimientos dependiendo su consecuencia para la salud, el ambiente, la imagen de la empresa y la parte económica. Para este caso específico Ecopetrol S.A. vió la necesidad de implementar la metodología al campo La Cira-Infantas, debido a su alto nivel de producción diferida, que se ve reflejada en la parte económica del campo, dejando de percibir US\$ 61599 anuales.

Con este valor dejado de percibir y la probabilidad de las fallas, las cuales son repetitivas en el año, ubicamos el estudio en un nivel medio de aplicación de la metodología. (Ver tabla 12)

CONSECUENCIA				PROBABILIDAD					
Personas	Económica	Ambiental	Imagen de la Empresa		(A) No ha ocurrido en la Industria	(B) Ha ocurrido en la Industria	(C) Puede ocurrir en los próximos 10 años	(D) Puede ocurrir en los próximos 1-2 años	(E) Sucede varias veces por año
Una o mas fatalidades	Catastrófica > \$2M	Masivo	Internacional	5	M	M	H	H	H
Incapacidad Permanente	Grave \$0.5M a \$ 2M	Mayor	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad Temporal > 1dia	Severo \$100K a \$0.5 M	Localizado	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión Menor (sin incapacidad)	Importante \$10K a \$100K	Menor	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión leve (1ros auxilios)	Marginal < \$10K	Leve	Interno	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	0	N	N	N	N	N

	Requiere de un análisis completo de ACR, con responsabilidad de la Gerencia
	Requiere de un análisis completo y de un lider del equipo multidisciplinario. El líder y la composición del equipo es definido por Gerencia
	Requiere ACR, es responsable el departamento involucrado, puede necesitar la ayuda de otros.
	No requiere de análisis ACR. El análisis lo debe realizar el departamento involucrado
	No requiere ACR. El incidente se maneja a través de los procedimientos de rutina

El criterio de selección de los pozos críticos del campo La Cira-Infantas, se presenta a continuación mostrando la metodología desarrollada.

El desarrollo se basó en la selección de información relacionada a todos los eventos objetivo de pozos del campo La Cira-Infantas, comprendida entre los periodos 2004-2005 hasta septiembre de 2006; esta información es obtenida del software corporativo DFW (DIMS FOR WINDOWS), en el cual se almacena el historial del pozo; esto con el objeto de establecer las fallas más comunes dentro de los que operan bajo el sistema de bombeo mecánico y para encontrar aquellos que son reincidentes en eventos relacionados a cambio por bomba.

El análisis detallado de la información recolectada permite conformar tres categorías de fallas importantes en sistemas de bombeo mecánico a nivel de subsuelo, y otra categoría que enuncia los trabajos realizados por equipos de workover (Trabajos Programados), que en general son las causas por la cual se debe intervenir un pozo que opera bajo este sistema.

Falla por Tubería Rota.

Falla por Varilla Partida.

Falla por Cambio de Bomba.

Trabajos Programados (Realizados por equipos de workover).

En el campo La Cira-Infantas es común encontrar este tipo de incidentes, siendo las fallas por tubería rota y las fallas en bomba de subsuelo las más representativas en los últimos tres periodos. (2004, 2005, 2006 hasta el mes de septiembre).

La representación de fallas de los pozos del campo se realiza periodo tras periodo, en los cuales es posible obtener una serie de indicadores que muestran cual es el problema más recurrente en el pozo para así poder

abordar y determinar cual es la causa que esta generando esa recurrencia de fallas.

La población de pozos productores sobre los cuales se desarrolla este estudio es cercana a los 480 pozos (junio de 2006). En la actualidad este número de pozos a crecido sustancialmente gracias a los trabajos de reactivación que efectúan la estatal petrolera colombiana ECOPETROL S.A. y la empresa multinacional OXY ANDINA, como parte del proyecto La Cira-Infantas " una oportunidad para crecer " cuyo objeto es el incremental de producción del campo en los próximos dos años.

3.2 ANÁLISIS DEL PERIODO 2004

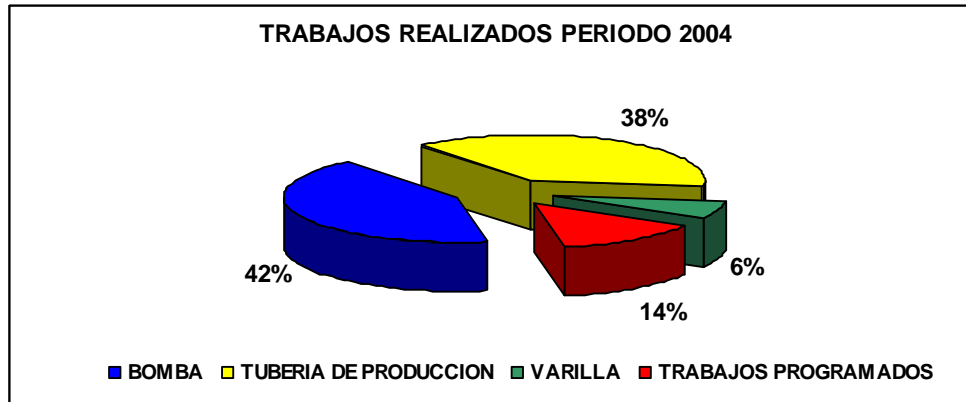
En este periodo se intervinieron 114 pozos por fallas anteriormente enunciadas, los cuales en su totalidad demandaron 214 servicios, divididos de la siguiente manera: 184 que corresponden a equipos de varilleo y 30 trabajos a equipos de workover.

En la tabla 13 se muestra el total de trabajos realizados con su respectiva descripción.

Tabla 13. Relación de trabajos realizados año 2004.

INTERVENCIONES REALIZADAS A LOS POZOS EN EL PERIODO 2004		
CAUSAL DE INTERVENCION	CANTIDAD	PORCENTAJE
BOMBA	90	42,06%
TUBERIA DE PRODUCCION	81	37,85%
VARILLA	13	6,07%
TRABAJOS PROGRAMADOS	30	14,02%
TOTAL	214	100,00%

Figura 5. Representación grafica de fallas periodo 2004



Este análisis muestra que de 214 trabajos efectuados en este periodo el 80% corresponde a fallas en tubería de producción y fallas en bomba de subsuelo.

Con esta información se genera un índice de falla anual equivalente a un valor de 1,88 intervenciones a pozo/año, lo cual es un valor superior al enunciado

por la norma internacional la cual es de 1,2 intervenciones a pozo/año. La relación anteriormente descrita se define por medio de la siguiente ecuación.

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

Los valores mostrados anteriormente relacionan de forma general todas las fallas presentadas en los pozos del campo; y no generan un índice de fallas particular, relacionado a fallas por bomba como es el objeto de este trabajo.

El análisis gráfico de fallas es claro, un 42% de las intervenciones totales a los pozos es ocasionada por falla en bomba de subsuelo, esto equivale a 90 trabajos efectuados en 64 pozos con lo cual se concluye lo siguiente: existen pozos que demandan más de un servicio por bomba de subsuelo al año; con estos datos se crea un indicador conocido como índice de falla anual por bomba de subsuelo, el cual relaciona las intervenciones realizadas a los pozos con el total de pozos que demandó este servicio. Este indicador se visualiza en la siguiente ecuación y arrojó como resultado para el 2004, 1,4 intervenciones a pozo por año por deficiencia en el funcionamiento de la bomba.

Es bueno nombrar que efectuados 90 trabajos sobre 64 pozos, veintiséis (26) de estos un 29%, en la actualidad septiembre 2006 se consideran efectivos, ya que los pozos en este lapso de tiempo no ha demandado servicios.

$$INDICE DE FALLA ANUAL POR BOMBA = \frac{INTERVENCIONES A POZO POR BOMBA}{POZOS INTERVENIDOS}$$

Con esta relación es evidente que existen pozos reincidentes que demandan servicio de equipos ocasionando producción diferida.

Gran parte de las fallas en bombas de subsuelo se relacionan a deficiencia en las válvulas, estas asociadas a la metalurgia inadecuada utilizada para el ambiente en el cual operan, fallas en barriles, pistones y partes de la bomba son atribuidas a la presencia de arena, gas y ambientes corrosivos creados por el pozo.

3.3 ANALISIS DEL PERIODO 2005

En este periodo se dió un aumento significativo de los servicios a pozo al pasar de 214 servicios en el 2004 a 259 en el 2005, representado en un 15,74%, esto asociado al incremento del número de pozos intervenidos al pasar de 114 en el 2004 a 154 en el 2005 con un incremento del 25,97%, este aumento se relaciona a trabajos de reactivación y a pozos que se encontraban a la espera de servicio.

La distribución de trabajos se dividió de la siguiente forma: el total de intervenciones en el 2005 ascendió a 259 de las cuales doscientos treinta y tres corresponden a servicios efectuados por equipos de varilleo y veintiséis servicios son asociados a equipos de workover.

El índice general de falla anual para el año 2005 disminuyó en un 10,63% en comparación al del año 2004 al pasar de 1,88 intervenciones a pozo por año a 1,68 intervenciones a pozo por año en el 2005. Este índice general de falla es calculado a partir de la formula descrita en el análisis anterior.

La tabla 16 representa el número de trabajos realizados, discretizado según el problema por el cual fue necesario intervenir el pozo.

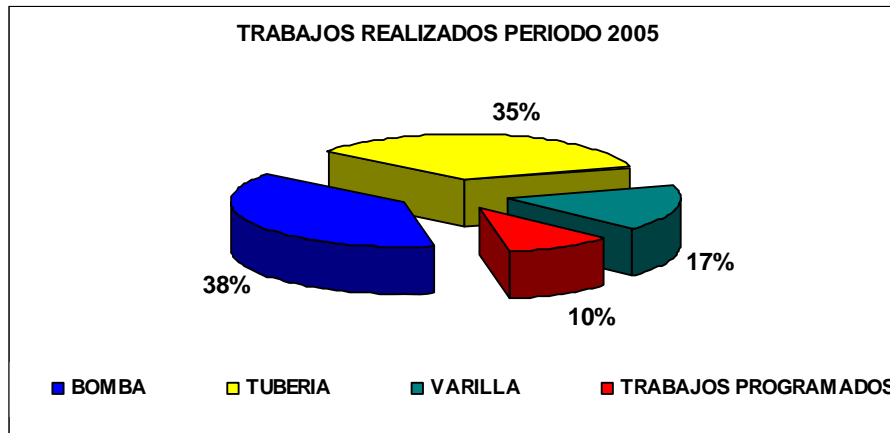
Tabla 14. Intervenciones Realizadas a los pozos 2005

INTERVENCIONES REALIZADAS A LOS POZOS EN EL PERIODO 2005		
CAUSAL DE INTERVENCION	CANTIDAD	PORCENTAJE
BOMBA	99	38%
TUBERIA DE PRODUCCION	91	35%
VARILLA	43	17%
TRABAJOS PROGRAMADOS	26	10%
TOTAL	259	100%

Generar un comparativo entre los periodos 2004-2005 no es posible, dado a que el número de trabajos realizados y pozos intervenidos difiere de un periodo a otro.

En relación a los servicios prestados en el 2005 por bomba; 99 se efectuaron en 80 pozos que solicitaron el servicio; la relación trabajos realizados por bomba a pozos intervenidos por bomba en el 2005 es de 1,24 intervenciones a pozo anual por falla en bomba, lo cual es un valor ligeramente inferior si se comparase con el periodo anterior, teniendo en cuenta que el número de pozos intervenidos aumentó, dado el incremento en número de pozos productores.

Figura 6. Representación grafica de fallas periodo 2005.



Observando el grafico, se ve que la constante de falla asociada a tubería y bomba de subsuelo llega al 73%, lo cual es un valor inferior al 80% del dado en el 2004, teniendo en cuenta el aumento en servicios y pozos intervenidos para este periodo. El porcentaje de falla por bomba de subsuelo es menor para el 2005 comparado con el 2004, a pesar que en este periodo el número de pozos aumentó por este concepto; lo cual muestra que las mejoras implementadas anteriormente han dado resultado.

Este tipo de mejoras están relacionadas con la estandarización del uso de válvulas de metalurgia carburo de tungsteno (C1) y carburo de titanio (C3) las cuales se ajustan a las condiciones del campo en comparación a las válvulas de acero (A1), las cuales ofrecen un run life más corto en la bomba de subsuelo.

3.4 ANALISIS DEL PERIODO 2006

El análisis de este periodo se efectuó hasta septiembre del 2006:

Tabla 15. Intervenciones hasta septiembre 2006

INTERVENCIONES REALIZADAS A POZOS HASTA EL PERIODO SEPTIEMBRE -2006		
CAUSAL DE INTERVENCION	CANTIDAD	PORCENTAJE
BOMBA	49	35,25%
TUBERIA DE PRODUCCION	45	32,37%
VARILLA	12	8,63%
TRABAJOS PROGRAMADOS	33	23,74%
TOTAL	139	100,00%

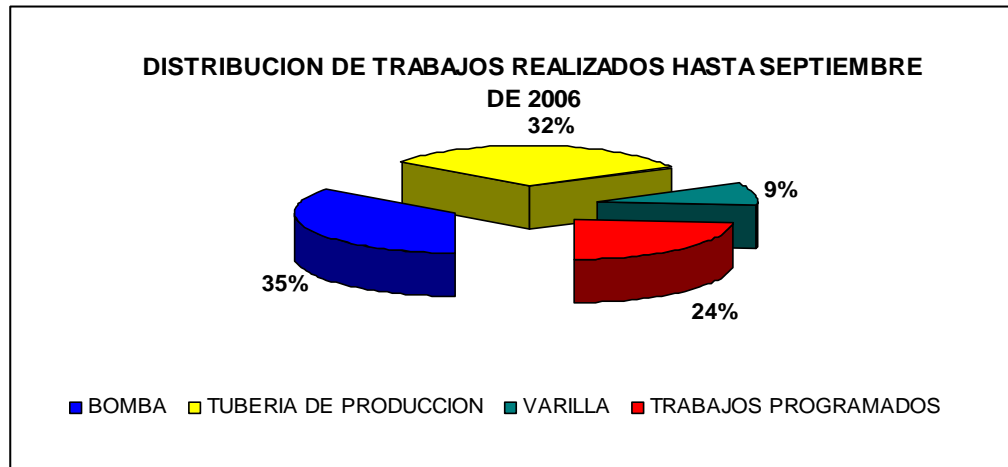
A septiembre de 2006 el índice general de falla es igual a 1,39, estando muy cercana a la norma internacional de 1,2 pozo/año, esta cifra se basa en los 139 servicios realizados a 100 pozos, de los cuales a la fecha 106 trabajos, corresponden a servicios prestados por equipos de varilleo y 33 trabajos corresponden a equipos de workover.

Analizando los datos obtenidos en la tabla se observa una tendencia a la baja en las fallas por bomba de subsuelo, lo cual muestra el resultado satisfactorio que se obtiene al aplicar mejoras en la configuración de la bomba en periodos anteriores y la efectividad de los trabajos realizados; en el grafico se visualiza punto por punto a distribución de fallas en este periodo.

La cantidad de trabajos relacionados a bombas se distribuye de la siguiente manera para este periodo: 49 servicios realizados por falla en bomba se han realizado en 40 pozos, con lo cual el índice de falla asociado a bomba de subsuelo tiene un valor de 1,14 intervenciones a pozo por año, este valor refleja el acierto en la toma de decisiones en lo que a bombas se refiere; como

también la recurrencia de algunos pozos los cuales son objetivo de estudio para el desarrollo de este trabajo.

Figura 7. Representación grafica de fallas Sep 2006



Un 67% de las fallas en este periodo esta relacionada a bomba de subsuelo y falla en tubería; cifra mucho menor a la presentada en los periodos anteriores, se evidencia que esta disminución esta sujeta a los trabajos efectuados para disminuir el número de fallas en bomba de subsuelo, caso contrario a fallas en tubería la cual sigue siendo un punto muy elevado y no se observa mejoría en relación a los periodos inmediatamente anteriores.

Tabla 16. Resumen de los periodos estudiados

	2004	2005	Sep 2006
Nº de trabajos	214	259	139
Índice General de Falla.	1,88	1,68	1,39
Reducción de fallas	-----	10,63 %	17,26 %

Tabla 17. Consolidado de índice general de falla para los periodos en estudio

	2004	2005	Sep 2006
Nº de trabajos	90	99	49
Índice de falla por Bomba de subsuelo	1,4	1,24	1,14
Reducción de fallas	-----	11,42 %	8 %

Las mejoras implementadas por el equipo de control de producción de la superintendencia de mares (SMA), en conjunto con el taller de bombas de subsuelo, ha permitido disminuir de forma satisfactoria, fallas relacionadas a bomba, con lo cual la calidad del servicio prestado a mejorado.

La herramienta a utilizar para el análisis de los pozos que fallan por bomba de subsuelo es la metodología Análisis De Causa Raíz (ACR), con la cual se identificaran las causas probables que generan fallas en este grupo de pozos los cuales están demandando más de una intervención anual según lo mostrado en el análisis anterior.

La clasificación de pozos reincidentes en fallas por bomba de subsuelo esta asociada a determinar el evento objetivo por el cual se intervino el pozo, apoyados en el registro de fallas consignado en el taller de bombas de subsuelo, efectuado el análisis a los pozos productores del campo por medio de este registro y corroborando la información con el software corporativo, se llegó al siguiente grupo conformado por 46 pozos, los cuales muestran fallas asociadas a bomba las cuales afectan su funcionamiento, generadas por las condiciones ofrecidas por el pozo, en su orden estas condiciones son arena, gas, ambientes corrosivos y altos cortes de agua en el pozo.

El tiempo medio es la herramienta inicial para determinar la criticidad de los pozos, este relaciona los días totales trabajados en relación al número de intervenciones anuales esta relación se representa mediante la siguiente ecuación.

$$TIEMPO MEDIO DE FALLA : \sum \frac{NUMERO DE DIAS TOTALES TRABAJADOS}{NUMERO DE INTERVENCIONES + 1}$$

El grupo de pozos seleccionados para el estudio se muestra en la siguiente tabla, aquí se describe el tiempo medio de falla; relacionando los días totales trabajados y el número de intervenciones por este tipo de falla, la tabla enuncia de igual forma el tipo de bomba en el pozo y datos de producción neta y BSW.

El análisis detallado de este grupo de pozos se efectúa aplicando la metodología ACR (Análisis de Causa Raíz), el cual dará a conocer las causas por la cual este grupo de pozos reincide en fallas y arrojará soluciones y recomendaciones con el fin de disminuir o controlar el número de intervenciones al año.

Tabla 18. Frecuencia de fallas

FRECUENCIA DE FALLAS Y TIEMPO MEDIO DE FALLA DE 46 POZOS SELECCIONADOS PARA ESTUDIO DEL CAMPO CIRA-INFANTAS										
POZO	TIPO	API	BSW%	NETA	2004		2005		2006	
					DIAS	TMF	DIAS	TMF	DIAS	TMF
INF 0043	RHBC	20-125-RHBC-8-3-1-1	7	18	365	365	363	181,5	221	73,7
INF 0054	RWTC	20-106-RWTC-10-3-0-0	1	4	365	365	361	180,5	224	224
INF 0370	RWTC	20-125-RWTC-10-3-0-0	55	7	362	121	363	181,5	224	112
INF 0550	RWTC	20-125-RWTC-10-3-0-0	7	19	360	180	365	365	221	73,7
INF 1638	RWTC	20-106-RWTC-10-3-0-0	76	5	330	110	363	181,5	224	74,7
LC 0711	THC	25-225-THC-15-5-2-2	87	62	350	87,5	359	119,7	222	111
LC 0733	THC	30-275-THC-20-6-2-2	96	30	355	59,2	355	71	222	111
LC 0737	THC	30-275-THC-15-6-2-2	96	26	360	120	363	181,5	225	113
LC 0740	RWAC	25-200-RWAC-12-4-0-0	89	28	352	117	356	118,7	225	75
LC 0769	THC	30-275-THC-15-6-2-2	96	29	355	88,8	365	365	225	113
LC 0770	THC	25-225-THC-11-4-2-2	96	18	362	181	362	181	225	113
LC 0771	THC	25-225-THC-11-4-2-2	97	9	350	70	361	120,3	225	225
LC 0791	THC	25-225-THC-11-4-2-2	86	33	345	69	352	88	223	112
LC 0810	RWBC	20-125-RWBC-10-3-0-0	55	21	359	89,8	360	180	225	225
LC 0812	RWTC	20-106-RWTC-10-3-0-0	65	12	365	365	365	365	222	74
LC 0820	RHAC	20-125-RHAC-12-4-2-2	82	20	365	365	359	89,75	225	113
LC 0823	RHBC	20-125-RHBC-12-4-2-2	14	9	356	89	365	365	225	225
LC 0827	RWTC	20-125-RWTC-10-3-0-0	95	1	365	365	360	120	225	225
LC 0875	RWBC	20-150-RWBC-10-3-0-0	60	32	365	365	360	120	225	225
LC 0885	RWAC	25-200-RWAC-12-4-0-0	35	10	365	365	360	90	220	110
LC 0935	RWAC	20-106-RWAC-10-3-0-0	65	14	360	120	362	181	211	26,4
LC 1005	THC	25-225-THC-11-4-2-2	93	17	358	119	350	70	225	225
LC 1023	RHAC	25-175-RHAC-16-6-2-2	86	28	352	58,7	357	89,25	220	73,3
LC 1038	RWTC	20-150-RWTC-10-3-0-0	60	6	358	119	360	120	223	112
LC 1067	THC	20-175-THC-11-4-2-2	93	8	365	365	360	120	222	111
LC 1210	THC	30-275-THC-20-6-2-2	96	30	365	365	360	120	220	73,3
LC 1234	RWBC	25-200-RWBC-12-4-0-0	82	24	355	88,8	355	88,75	220	55
LC 1239	THC	25-225-THC-20-6-2-2	96	22	353	50,4	362	181	220	55
LC 1304	RWTC	20-106-RWTC-10-3-0-0	2	3	365	365	362	181	225	225
LC 1344	THC	25-225-THC-11-4-2-2	64	13	365	365	360	120	217	43,4
LC 1349	THC	20-175-THC-7-3-2-2	70	27	350	117	362	181	221	73,7
LC 1658	RWTC	20-106-RWTC-10-3-0-0	20	16	365	365	365	365	217	54,3
LC 1703	RWBC	20-125-RWTC-10-3-0-0	1	9	365	365	350	50	225	225
LC 1710	RHAC	25-175-RHAC-12-4-2-2	90	18	355	118	355	118,3	225	225
LC 1737	RWTC	20-106-RWTC-10-3-0-0	10	9	365	365	358	89,5	222	111
LC 1771	RWAC	20-150-RWAC-10-3-0-0	35	20	365	365	365	365	218	54,5
LC 1864	RHAC	25-175-RHAC-16-6-2-2	85	35	350	58,3	355	88,75	212	42,4
LC 1865	RHAC	20-125-RHAC-8-3-2-2	10	22	347	43,4	355	71	225	225
LC 1866	RHAC	25-175-RHAC-8-4-2-2	60	16	358	89,5	365	365	215	43
LC 1874	RWAC	20-125-RWAC-10-3-0-0	93	8	355	71	350	58,33	222	111
LC 1875	THC	25-225-THC-11-4-2-2	91	26	360	180	340	48,57	210	42
LC 1877	RHAC	20-125-RHAC-12-4-2-2	48	11	365	365	357	89,25	220	110
LC 1885	RWTC	20-106-RWTC-10-3-0-0	2	12	365	365	360	120	225	225
LC 1889	THC	25-225-THC-15-5-2-2	86	39	350	87,5	362	181	222	111
LC 1890	RWTC	20-106-RWTC-10-3-0-0	4	5	360	120	355	88,75	225	225
LC 1891	THC	25-225-THC-11-4-2-2	92	18	362	181	353	58,83	225	113

3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS CRITICOS

Para seleccionar y clasificar los pozos críticos, con el objeto de realizar un análisis detallado, se optó por agrupar los pozos según el tipo de problema en el cual son recurrentes, a continuación se muestran los grupos de pozos problemas.

- Pozos con problemas de arena.
- Pozos con problemas de gas.
- Pozos con problemas de corrosión.

Este tipo de problemas son los mas comunes presentados por las bombas de subsuelo ocasionados por aportes del yacimiento.

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

3.5.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS PROBLEMAS POR PRESENCIA DE ARENA. En este grupo se sitúan la gran parte de los pozos seleccionados para el estudio. Se tienen en esta categoría:

LC- 0733: Presenta problemas de arena que están afectando las válvulas de la bomba generando bloqueo de estas.

Tiempo medio de falla: 111 días en el 2006.

LC- 0810: Problemas asociados con desgaste anticipado de barril y pistón, asociados a presencia de gas, se utiliza para el control de gas la válvula antibloqueo.

Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

LC- 0823: Presenta problemas de arena, asociados a bloqueo por gas en las válvulas.

Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

LC-0827: Problemas de arena, ocasionando bloqueo en válvulas.

Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

LC-0935: Problemas de arenamiento severos en el pozo que ocasionan bolsillo en fondo, generando bloqueo en bomba.

Tiempo medio de falla: 26,4 días en el 2006.

LC-1344: Alta presencia de arena, generando desgaste en pistón y barril.

Tiempo medio de falla: 43,4 días en el 2006.

LC-1304: Severo manejo de arena, representado en el desgaste de las válvulas, para efectos de mejoras se utiliza, metalurgia especial C1 y C3 (carburo de tungsteno y carburo de titanio).

Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

LC-1239: Maneja altos volúmenes de agua acompañado de producción de arena; se controla utilizando un clearance amplio entre barril y pistón.

Tiempo medio de falla: 55 días en el 2006.

LC-1023: Constantes fallas por tubería rota y manejo de arena.

Tiempo medio de falla: 73,3 días en el 2006.

LC-1737: Formación de costras en el espacio anular entre barril y tubería de producción cocinando pega de la bomba en la tubería; maneja igualmente cantidades de arena que afectan la vida útil de pistón y barril.

Tiempo medio de falla: 111 días en el 2006.

LC-1771: Tiempo medio de falla: 54,5 días en el 2006; daño severo en barril y pistón, ralladuras y desgaste excesivo, por efecto de la arena.

LC-1877: Tiempo medio de falla: 110 días en el 2006; problemas de arena.

LC-1885: Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006; falla por arena.

LC-1890: La presencia de arena en el pozo ocasiona pega en la bomba. Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

LC-1865: Este pozo presentaba problemas de arena excesivos de manejo de arena, para tal efecto se implemento el uso de pistones soft (Blandos), el cual ha dado excelentes resultados como se aprecia en su tiempo medio de falla. Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006, hasta el mes de septiembre.

LC-1703: Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006; no ha fallado hasta septiembre de 2006 por presencia de arena, anteriormente sus fallas eran recurrentes por este problema.

LC-0737: Tiempo medio de falla: 113 días en el 2006; problemas de arena leves.

LC-1890: Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006. Por presencia de arena no ha fallado en el 2006 hasta septiembre.

LC-0769: Presencia de arena leve en el pozo, no afecta de gran forma el funcionamiento de la bomba. Tiempo medio de falla: 113 días en el 2006.

LC- 0820: Pozo que presenta muchos problemas por tubería rota y manejo de arena.

Tiempo medio de falla: 113 días en el 2006.

LC-1866: Tiempo medio de falla: 43 días en el 2006; pozo súper crítico en el manejo de arena, se debe hacer una limpieza de pozo inmediata o en su defecto subir la bomba mientras el nivel lo permita.

LC 1889: Tiempo medio de falla: 111 días en el 2006; en su trabajo muestran falla por costras, tubería rota y manejo de arena.

LC 0711: Pozo con largos periodos de trabajo, sus problemas se relacionan con leve presencia de arena.

Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

Los otros pozos seleccionados como LC-0771, LC-1067, INF-0054, INF-0550, INF-1638 y LC-1658, presentan problemas de arena, generando tiempo medios de falla menores a 220 días/año.

- Medidas correctivas sugeridas. A este grupo de pozos se les debe realizar trabajos periódicos de limpieza de arenas, y continuar con seguimientos exhaustivos para garantizar el buen funcionamiento de las bombas. Se debe modificar la actual metalurgia de las válvulas (acero), a carburo de titanio (C1), o carburo de tungsteno (C3), con estos cambios se puede recuperar US\$ 50668, al aplicar a este grupo de pozos.

3.5.2 POZOS CON PROBLEMAS DE GAS. A esta categoría pertenecen:

LC 0810: Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

LC: 0823: Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

LC: 0875: Tiempo medio de falla: 225 días en el 2006.

- Medidas correctivas sugeridas. Este tipo de problemas que se representan en fallas de la bomba por bloqueo de gas, se controlan utilizando cajas doble válvula y dejando el menor espaciamiento posible de las válvulas para evitar que se aloje el gas y genere bloqueo de la bomba. Se debe revisar la actual metalurgia de las válvulas (acero), por válvulas de carburo titanio (C1), o carburo de tungsteno (C3). Con estos cambios se puede recuperar US\$ 5681, al aplicar a este grupo de pozos

3.5.3 POZOS CON PRESENCIA DE CORROSIÓN. El control primario sobre este tipo de problemas consiste en la aplicación de inhibidores de corrosión para contrarrestar este daño, antes de pensar en el cambio de metalurgia.

Los pozos que presentan este tipo de problemas son:

LC: 0740: Tiempo medio de falla: 75 días en el 2006.

LC: 0885: Tiempo medio de falla: 110 días en el 2006.

LC: 1038: Tiempo medio de falla: 110 días en el 2006.

- Medidas correctivas sugeridas. Observando los reportes del taller de bombas, se debe realizar un estudio de fluidos y observar las concentraciones de los mismos, para poder recomendar un tratamiento de inhibidores. Observando el problema de la arena es recomendable cambiar la metalurgia de las válvulas por carburo titanio (C1), o carburo tungsteno (C3). Con estos cambios se puede recuperar US\$ 5432, al aplicar a este grupo de pozos

CONCLUSIONES

- Herramientas como el ACR, implementadas en situaciones que se ajusten a su rango de aplicación, permiten identificar las causas que generan fallas crónicas y dar soluciones acordes a dichas causas.
- 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.
- Los problemas más comunes en los pozos analizados, se asocian a la producción de arena y altos cortes de agua.
- El uso de metalurgia A1 en las válvulas no es el apropiado, dado que no garantiza un largo run life de la bomba.
- El óptimo funcionamiento de la bomba de subsuelo, es el resultado de un correcto armado en el taller y una adecuada instalación en el pozo.
- Para un correcto desarrollo de futuros trabajos basados en ACR, se debe seguir los lineamientos de las normas API.

RECOMENDACIONES

Extender la aplicación de la metodología ACR, para los otros elementos de bombeo mecánico, 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.

Generar de manera continúa registros de falla por pozo, en los cuales se almacene la mayor parte de información y evidencias posibles, con el fin de efectuar un mejor análisis de trabajos ACR posteriores.

A futuro; conformar un grupo investigativo entre alumnos y profesores de ingeniería de petróleos, con el fin de evaluar la aplicabilidad de la metodología ACR a problemas que se presenten en el campo colorado. (campo escuela).

Identificar escenarios problema en campos colombianos, en los cuales la aplicación de la metodología ACR sea una herramienta a utilizar en la disminución de fallas crónicas.

BIBLIOGRAFIA

AFANADOR, C. L. LARA, C. MARTÍNEZ, Alexander. VILLARREAL, J. O. “Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico”. ACIPET. 2003.

API 11 AR. Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps. 4th ed., 2000

API SPEC 11AX. Components of subsurface pumps. 5th ed., 2005

AREVALO, Heider. Aplicación de la metodología análisis de causa raíz (ACR) para la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico en los campos de la superintendencia de mares de Ecopetrol S.A. Bucaramanga, 2005, trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

BOLLAND CIA. “Manual de bombas de subsuelo”, Buenos Aires, Mayo 2000

ECHOMETER COMPANY S.A. “Dynamometer pump, card analysis “, Mayo 2000.

ECOPETROL S.A. Manual de operaciones y mantenimiento de la Superintendencia de Mares. El Centro, Santander, 1993.

GENERAL CATALOG LUFKIN: Artificial Lift Nomenclature and application formulas. Texas: 2000. 64p.

HERNANDEZ, Florencio. Levantamientos artificiales. Bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Curso Materiales de Ingeniería: Metodología Análisis de causa raíz. Marzo de 2005.

ORTEGA, Clímaco. Bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS

PAEZ, Ruth. Curso de bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS

PARKO SERVICE. Recomendaciones sobre bombeo mecánico. Bogotá D.C. 2002.

RED LOCAL DE ECOPETROL S.A. Superintendencia de operaciones de mares. El centro, Santander

RODRIGUEZ, Milton. Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el campo Casabe. Bucaramanga, 2005, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

SMITH, William. "Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales", 3ra edición, Madrid, McGraw Hill; 1998.

Software usados por personal de ECOPETROL S.A.: DIMS, OFM.

WEATHERFORD ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS. Recomendaciones sobre diseño, selección y manejo de varillas de bombeo. Bogotá D.C: 2000. 20 p.

ANEXO A

MEDIDAS CORRECTIVAS Y ANÁLISIS ECONÓMICO

Luego de tener una base estadística, la cual discretizó y proporcionó los 33 pozos críticos, se procede a identificar los problemas claros y dar las recomendaciones acordes a la solución, para efectuar dicho análisis de causa raíz se procedió a estudiar los registros de trabajos realizados a los pozos. Ellos son: trabajos de varilleo y workovers (cuya fuente proviene de los reportes GENERAL WORK, DAILY, WELL PLANNING del software corporativo DIMS), historia de producción de los pozos (software OFM), los reportes de reparación y mantenimiento a las bombas que genera el personal del taller de bombas, además del análisis de los dinagramas de los pozos críticos (software TWM), se mostrarán aquellos dinagramas necesarios para fundamentar una posible solución y uno en excelente estado para poder observar la diferencia entre un registro en buen estado y uno con evidencia de fallas.

Teniendo en cuenta los cambios a realizarse en las bombas de subsuelo, se da una relación entre las tasas internas de retorno real y la proyectada por los autores para el transcurso de 5 años ($\frac{Rentabilidad_{proyectada}}{Rentabilidad_{actual}}$); las cuales se obtuvieron con los datos reales de producción del campo. La proyección del trabajo utilizó un valor de US\$ 60 promedio anual, y tiene una validez mientras el barril de crudo se mantenga mayor a 15 dólares, en el periodo de 5 años. La expectativa del tiempo medio de producción diferida ha disminuido de 3.2 días promedio en los 33 pozos escogidos, a 0.75 días con los cambios realizados en los mismos.

A continuación se mostrará paso a paso el desarrollo que se seguirá en la totalidad de los pozos críticos.

Ejemplo. POZO LC. 1890

Su producción actual es de 5 barriles de aceite por día. Los registros de falla se tomaron de los libros del taller de bombas.

Observando los eventos registrados, se puede observar que un problema repetitivo es la aparición de arena en la bomba, desde el año 2000 se implementó la utilización de caño filtro, para evitar el bloqueo por elementos ajenos al pozo, a partir del año 2004 no se registran problemas por falla en las válvulas, debido al cambio a una metalurgia apropiada para las condiciones de este pozo, carburo titanio (C1), Carburo de tungsteno (C3).

b. Medidas correctivas sugeridas. Analizando los eventos registrados, y observando detalladamente los cambios realizados a la estructura de la bomba, para evitar que se falle por las mismas causas, se recomienda, seguir con la instalación de válvulas con metalurgia apropiada tales como carburo titanio, o carburo de tungsteno y la utilización del caño filtro. Se observa que el principal problema de este pozo es la arena proveniente del pozo, debido a este problema se aconseja la instalación de caja doble válvula, en pro del run life de la bomba y de su eficiencia. Además de utilizarse pistones anillados, los cuales son diseñados para el manejo de arena proveniente del pozo.

c. Costos y viabilidad. Para este desarrollo se toman los precios manejados por ECOPETROL S.A. durante el año 2006, los detalles se muestran a continuación.

Tabla A2. Costos de servicio a pozo

ACTIVIDAD	COSTO UNIT. (U\$)	UNIDAD	CANT.	VALOR TOTAL (U\$)
Costo equipo	\$120,60	HRS	9,0	\$1.085,40
Camión Winche	\$60,24	DAY	1,0	\$60,24
Carro tanque Probador	\$532,72	DAY	1,0	\$532,72
Costo equipo	\$120,60	HRS	9,0	\$1.085,40
Carro tanque Probador	\$532,72	DAY	1,0	\$532,72

Fuente. Ecopetrol S.A.

Se tiene en cuenta los precios de las piezas nuevas y el ensamblado de las bombas, con los valores manejados por el taller de bombas del campo.

Teniendo en cuenta todos estos valores se procede a evaluar la rentabilidad actual de los pozos de La Cira-Infantas, y a continuación se evalúa la rentabilidad del proyecto luego de realizarse la aplicación de la metodología Análisis Causa Raíz.

Tabla A3. Rentabilidad real

POZO	COSTO	INVERSION	PRODUCCIÓN	TPD	DIAS TRAB	INGRESOS
LC 1890	1047	3651,76	5	3,2	361,8	19899

EGRESOS	FLUJO NETO (ANUALIDAD)	RENTABILIDAD
3365,216	16533,784	2,356254888

Fuente. El autor

Ahora se realiza el mismo procedimiento para la rentabilidad esperada con el proyecto.

Tabla A4. Rentabilidad esperada

POZO	COSTO	INVERSION	PRODUCCIÓN	TPD	DIAS TRAB	INGRESOS
LC 1890	1177	3911, 76	5	0.75	345,25	20033,75

EGRESOS	FLUJO NETO (ANUALIDAD)	RENTABILIDAD
2154,51	17879, 24	2.95

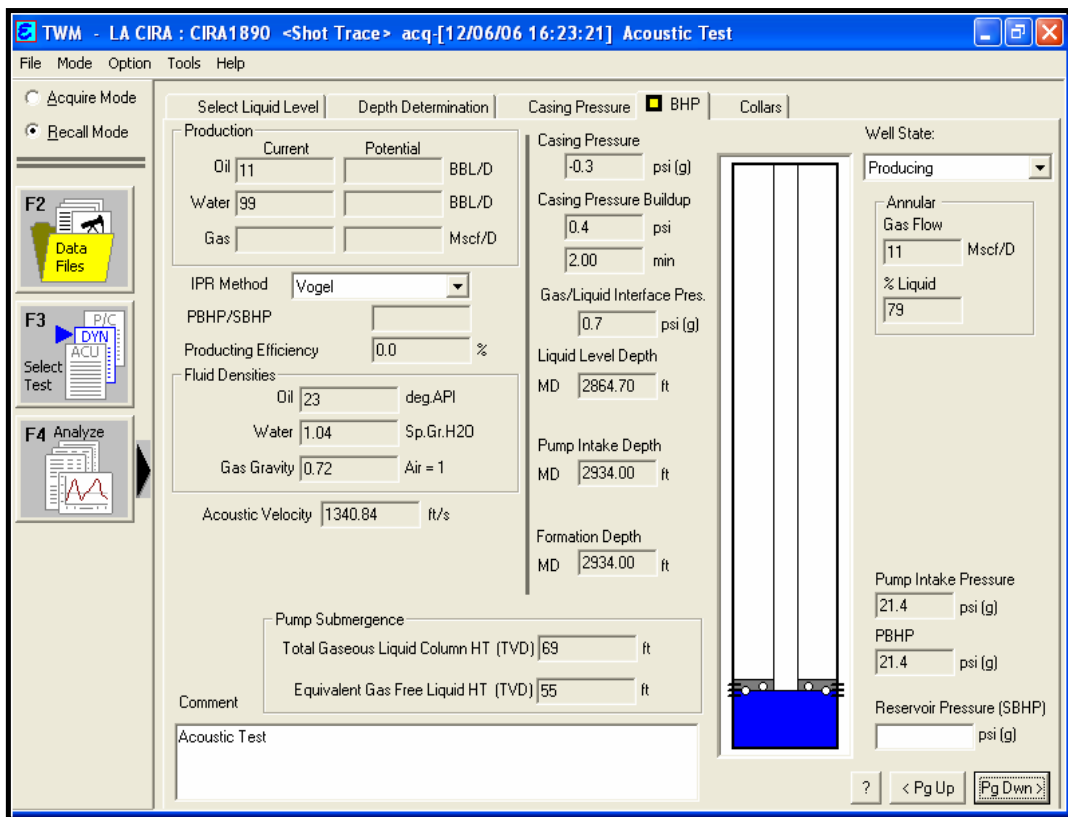
Fuente. El autor

Al obtener las respectivas rentabilidades, se dispone a evaluarlas, para analizar la rentabilidad uno respecto al otro, y mirar la proyección y la viabilidad de los

cambios propuestos. En este caso esta relación es igual a 1,25, con lo cual nos dice, q al realizar los cambios propuestos, el pozo nos responderá con un incremento de ganancias de 1,25.

d. Análisis de cartas dinamométricas. El análisis de este pozo se basa en las cartas de nivel, las dinamométricas y la prueba de válvulas

Figura A1. Carta de nivel de fluido pozo LC- 1890

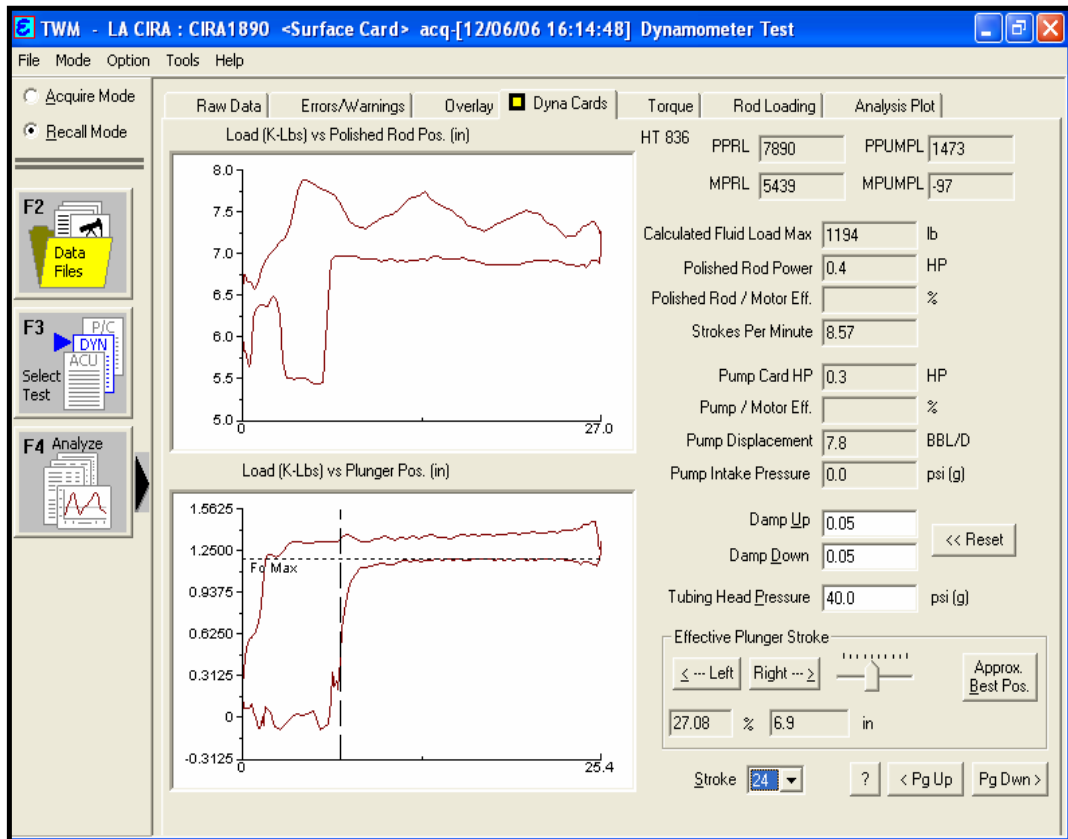


Fuente. Ecopetrol S.A.

En esta carta se observa un nivel efectivo de fluido de 55 pies sobre la bomba, lo cual es una sumergencia muy baja, la bomba puede presentar golpe de

fluido por ineficiencia en el llenado de la bomba, se debe reiterar este análisis con la carta dinamométrica.

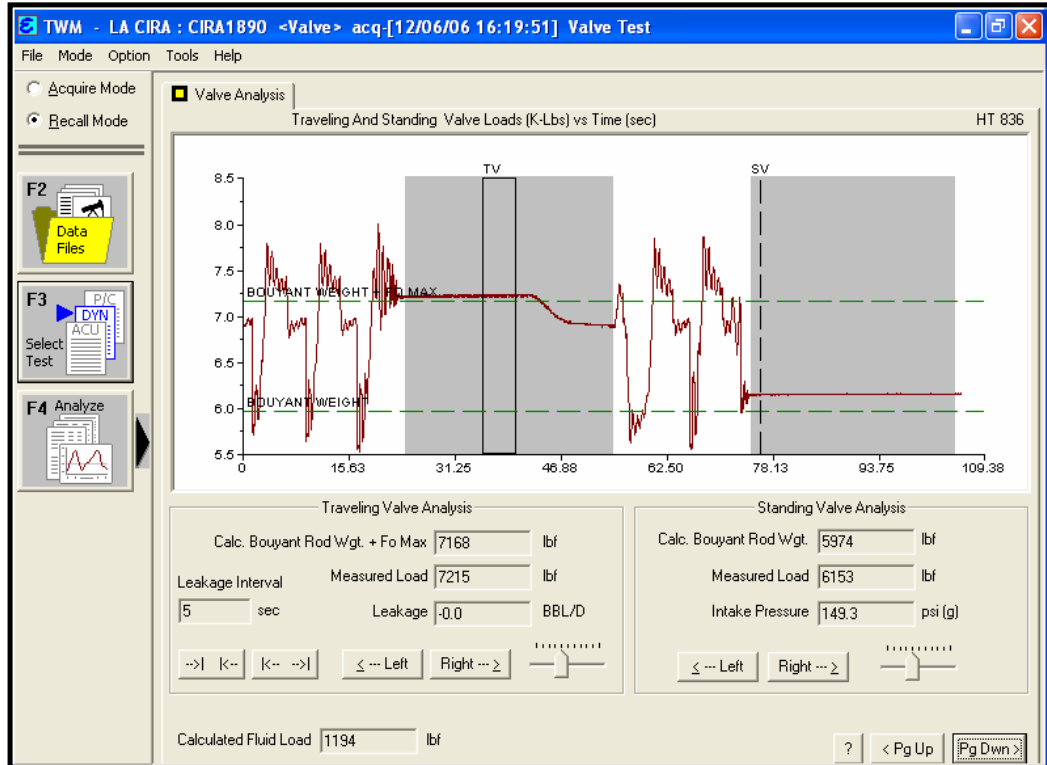
Figura A2. Carta Dinamométrica de pozo LC- 1890



Fuente. Ecopetrol S.A.

La carta de la bomba nos indica un severo golpe de fluido generado por la baja sumergencia de la bomba, esta opera con un 27% de llenado, se recomienda disminuir los strokes de la unidad o contemplar la posibilidad de profundizar la bomba.

Figura A3. Prueba de válvulas pozo LC-1890



Fuente. Ecopetrol S.A.

La prueba de válvulas muestra algo de escurrimiento de la válvula viajera al final de la carrera ascendente, muestra buen sello de la válvula fija, la posición de la línea de la válvula viajera hace pensar en un posible desbalanceo de la unidad.

5.1 POZO INF 0043

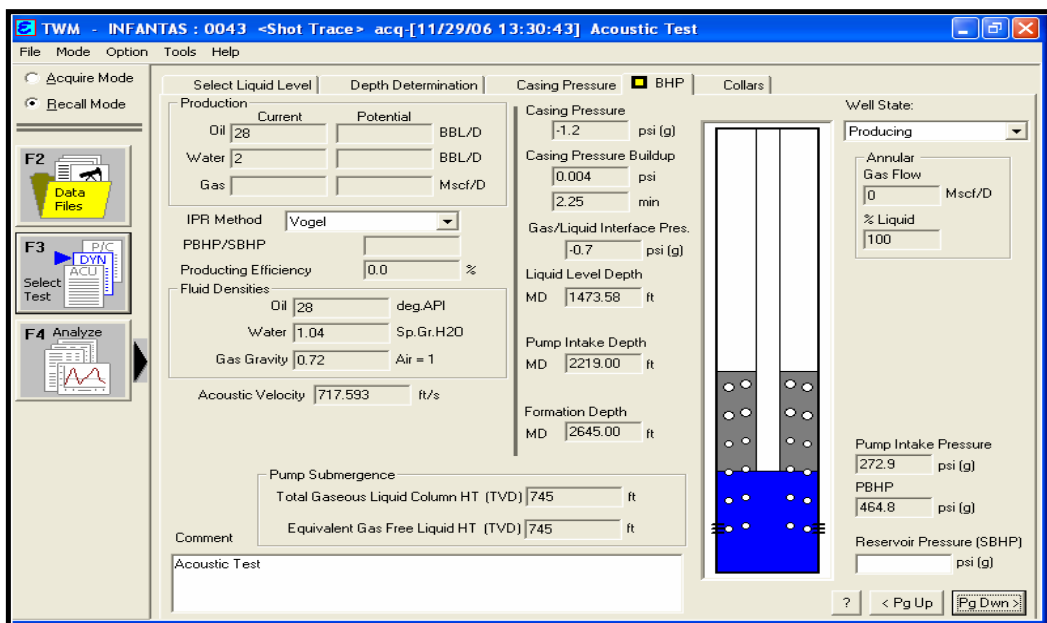
El historial reporta un potencial de 18 bpd neto, este pozo tiene asociadas intervenciones por presencia de arena y formación de costras. Efectos corrosivos aparecieron en el pozo pero cuando la bomba opero por mas de 4 años se considera una situación normal, para las condiciones del pozo.

5.1.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe realizar trabajo periódico de limpieza de arenas. Se debe hacer seguimiento al trabajo de limpieza de arenas y modificar la actual metalurgia de las válvulas (acero), a carburo de titanio (C1), o carburo de tungsteno (C3).

5.1.2 Costo y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,18, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5435 a US\$ 6947, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 6512 barriles a 6570 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 2037 anuales.

5.1.3 Análisis de cartas dinamométricas. El análisis de este pozo se basa en las cartas de nivel, las dinamométricas y la prueba de válvulas

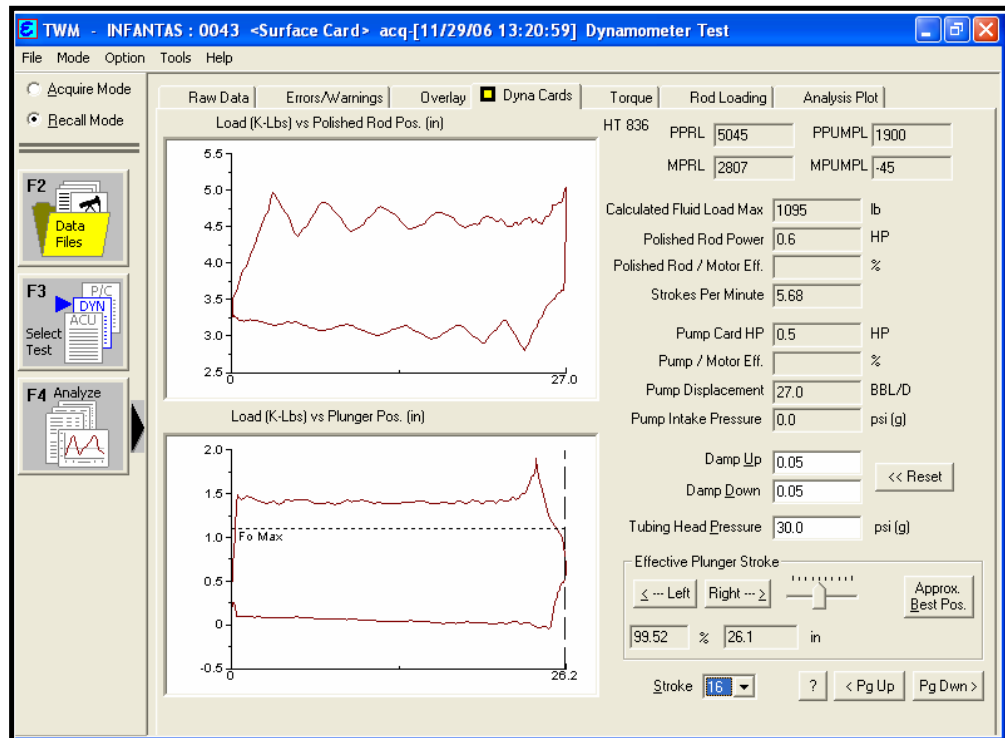
Figura A4. Carta de nivel de fluido pozo INF-0043



Fuente. Ecopetrol S.A.

La carta de nivel muestra buena sumergencia, hay 745 pies netos de columna sobre la bomba, 100% liquido producido.

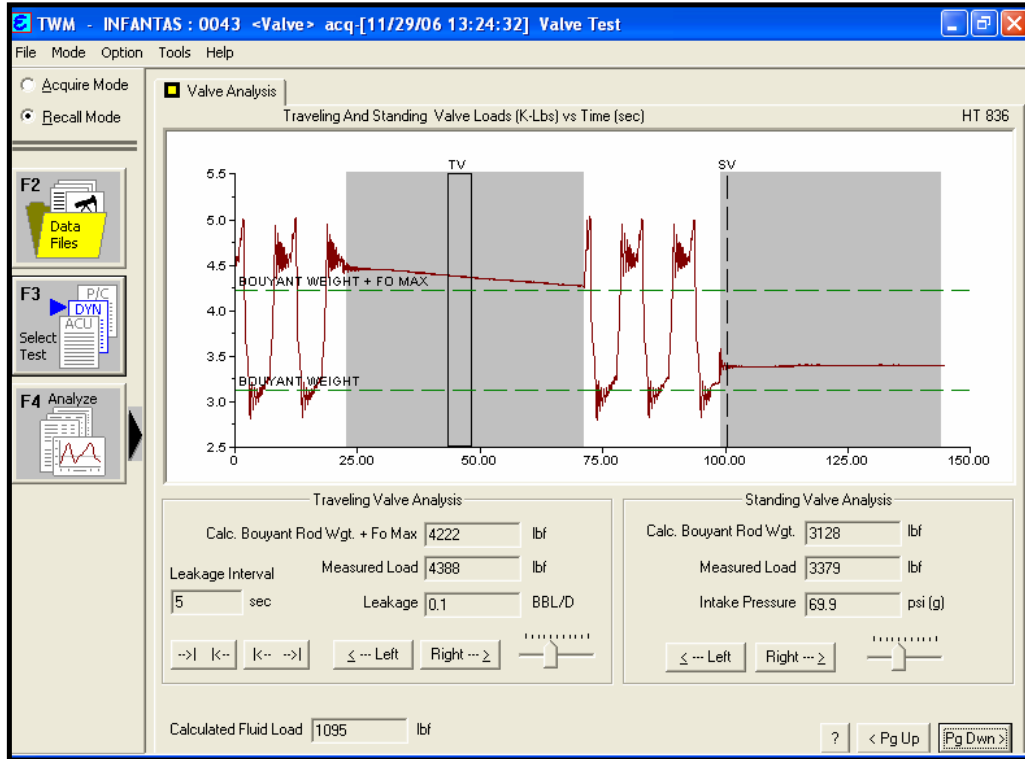
Figura A5. Carta Dinamométrica de pozo INF-0043



Fuente. Ecopetrol S.A.

En la carta dinamométrica de la bomba se observa golpe de bomba en la carrera ascendente, ocasionado por un mal espaciamiento de la bomba, lo recomendable para este pozo es hacer un reespaciamiento y analizar la posibilidad de aumentar capacidad de extracción con una bomba de mayor tamaño si el estado mecánico del pozo lo permite, ya que este posee una buena sumergencia.

Figura A6. Prueba de válvulas pozo INF-0043



Fuente. Ecopetrol S.A.

La prueba de válvulas muestra buen sello en la válvula fija y algo de escurrimiento en la válvula viajera, se observa un escurrimiento en la válvula viajera representando perdidas de 1BBL/D, además se ve un desbalanceo de la unidad por la forma de la carta de la válvula viajera.

5.2 POZO INF 0054

El análisis de este pozo esta basado en los documentos del taller de bombas y los archivos de producción, en los cuales se observa una producción de 4 bopd. En su historial de fallas el pozo muestra, una intervención en el 2005, hasta septiembre del 2006 no presentó intervenciones, las fallas anteriores del

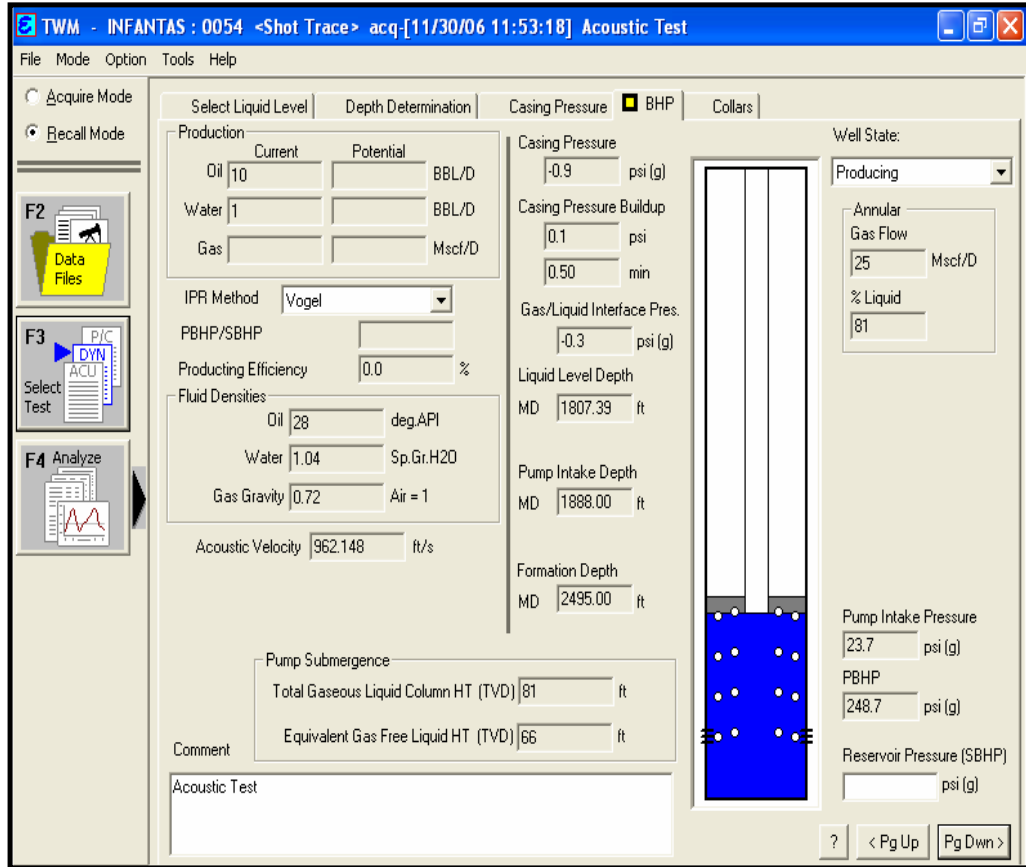
pozo se relacionan por presencia de arena, se puede concluir que el causal de falla en el pozo es la presencia de arena.

5.2.1 Medidas correctivas. Se recomienda utilizar bomba de anclaje superior, hay que tener en cuenta que con el tipo de bomba que se tiene una de barril viajero, el pozo no ha presentado fallas durante el 2006. Estudiar la posibilidad de incluir el pozo en un plan de optimización. Analizar los dinagramas y sonologs actuales de la bomba para verificar la eficiencia de esta pasado este tiempo. Cambiar la metalurgia de las válvulas (Acero), por carburo de titanio (C1), o carburo tungsteno (C3), para el manejo de arena y prevenir posibles fallas debido a cortes o bloqueos por parte de esta.

5.2.2 Costo y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,28, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 1047 a US\$ 3911, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 1447 barriles a 1460 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1318 anuales.

5.2.3 Análisis de cartas dinamométricas. El análisis de este pozo se basa en las cartas de nivel, las dinamométricas y la prueba de válvulas

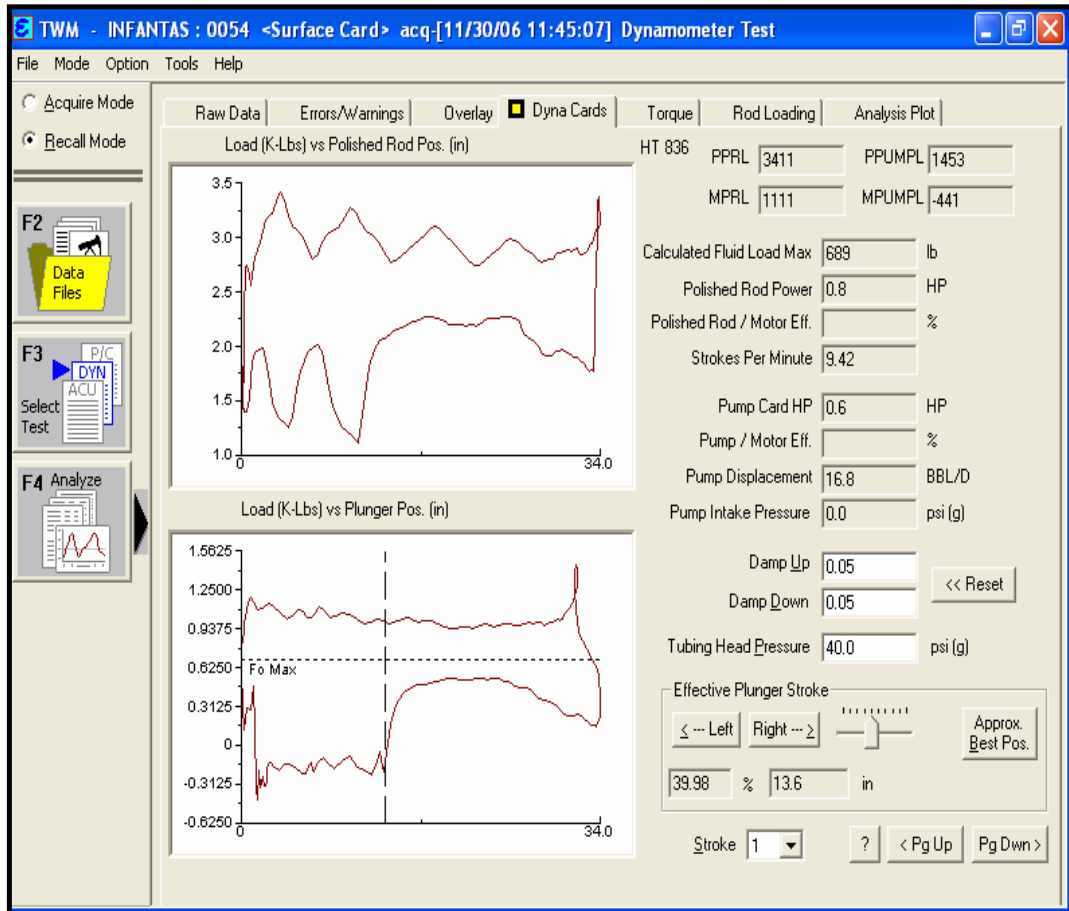
Figura A7. Carta de nivel de fluido pozo INF-0054



Fuente. Ecopetrol S.A.

Este pozo al igual que los otros de infantas muestra muy poca sumergencia sobre la bomba lo cual generar golpe de fluido.

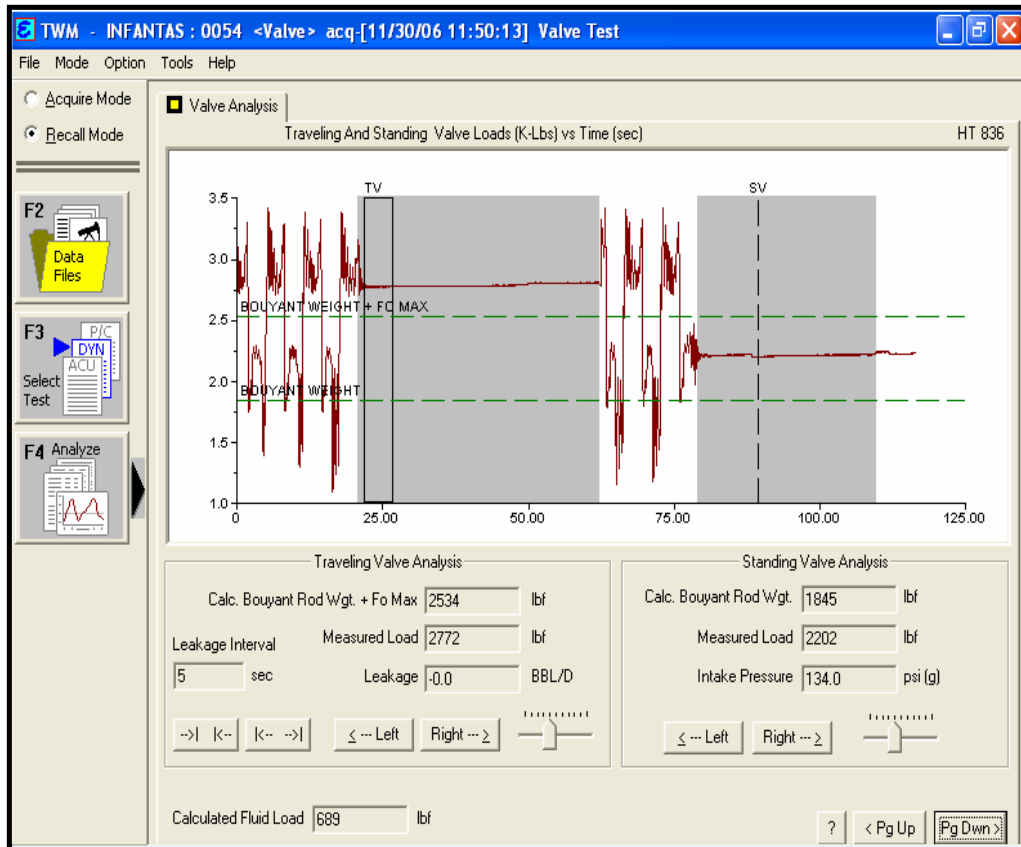
Figura A8. Carta Dinamométrica de pozo INF-0054



Fuente. Ecopetrol S.A.

La carta muestra baja eficiencia en bomba, un 40% manifestado por el severo golpe de fluido que esta presenta, además se observa fricción del pistón en la carrera ascendente y descendente. Se debe mejorar la condición de la bomba disminuyendo los golpes por minuto de la unidad.

Figura A9. Prueba de válvulas pozo INF-0054



Fuente. Ecopetrol S.A.

Las válvulas se aprecian en buen estado, sin fuga todo se encuentra perfectamente.

5.3 POZO INF. 0370

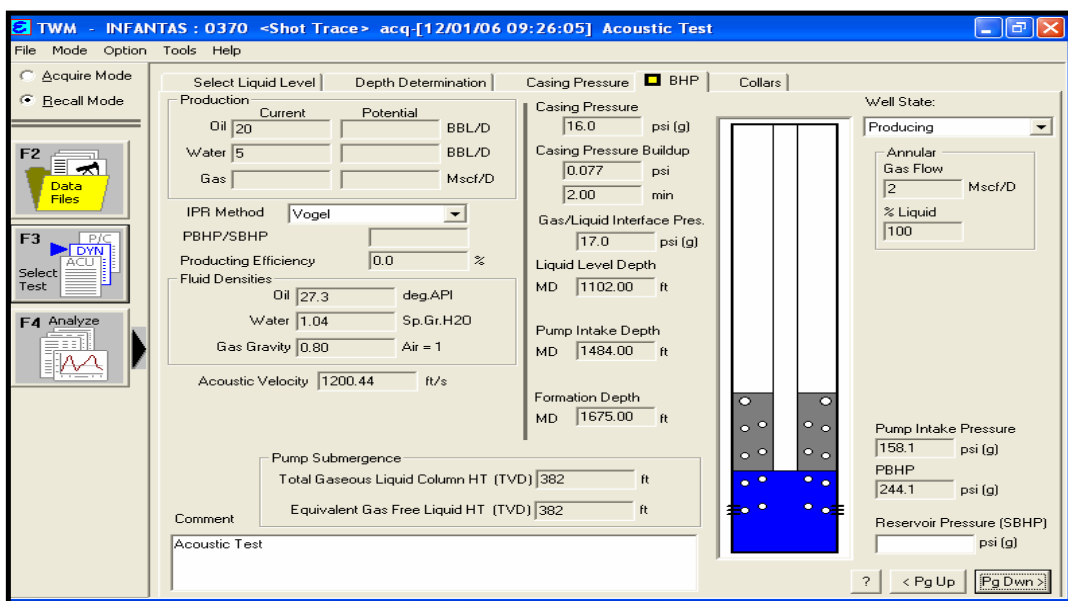
Este pozo actualmente se encuentra produciendo 7 barriles de aceite diarios. Los problemas asociados a la bomba se presentaban por la presencia de arena la cual afecta el rendimiento de las válvulas, y ha sido el común denominador en los últimos reportes del taller de bombas

5.3.1 Medidas correctivas sugeridas. Lo recomendado para este pozo es el uso de metalurgia C1-C3 relacionados con carburo de titanio y tungsteno; tomar dinagramas para verificar estado actual de válvulas para determinar si el pozo aporta o no gas en gran cantidad para implementar el uso de caja doble válvula. Estas recomendaciones se realizan basadas, en los reportes del taller de bombas y registros de producción.

5.3.2 Costo y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,22, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 1286 a US\$ 4389, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 2532 barriles a 2555 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1471 anuales

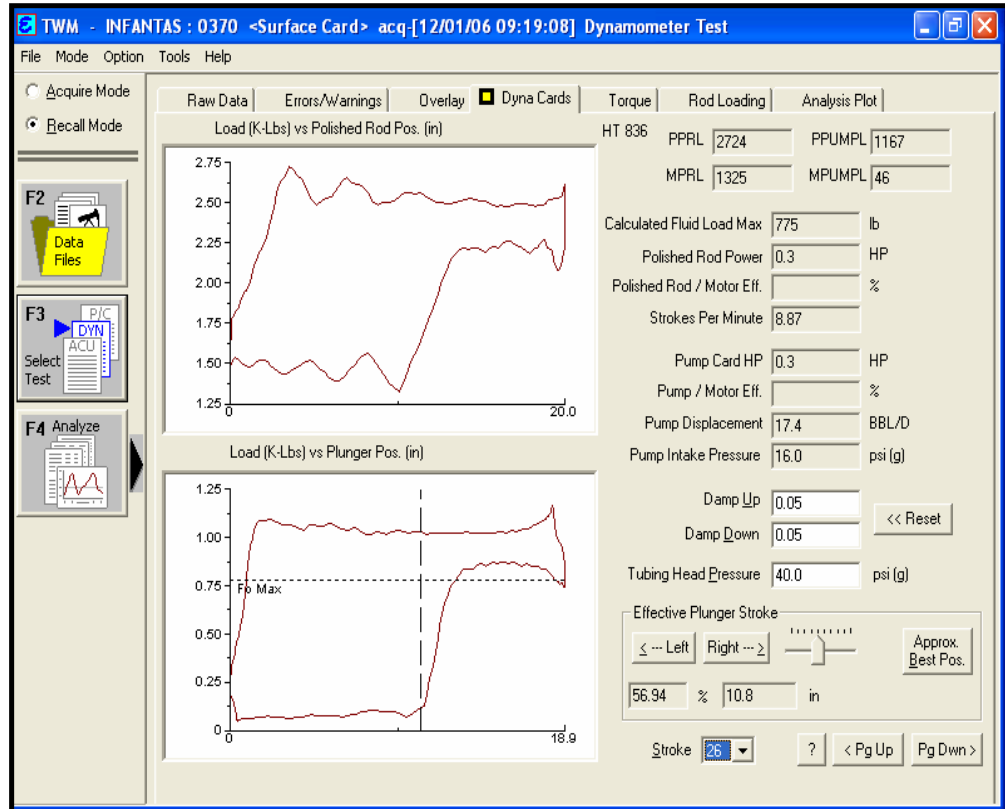
5.3.3 Análisis de cartas dinamométricas. El análisis de este pozo se basa en las cartas de nivel, las dinamométricas y la prueba de válvulas

Figura A10. Carta de nivel de fluido pozo INF-0370



Esta carta muestra buen nivel de fluido sobre la bomba, producción de gas que puede afectar el rendimiento de la bomba.

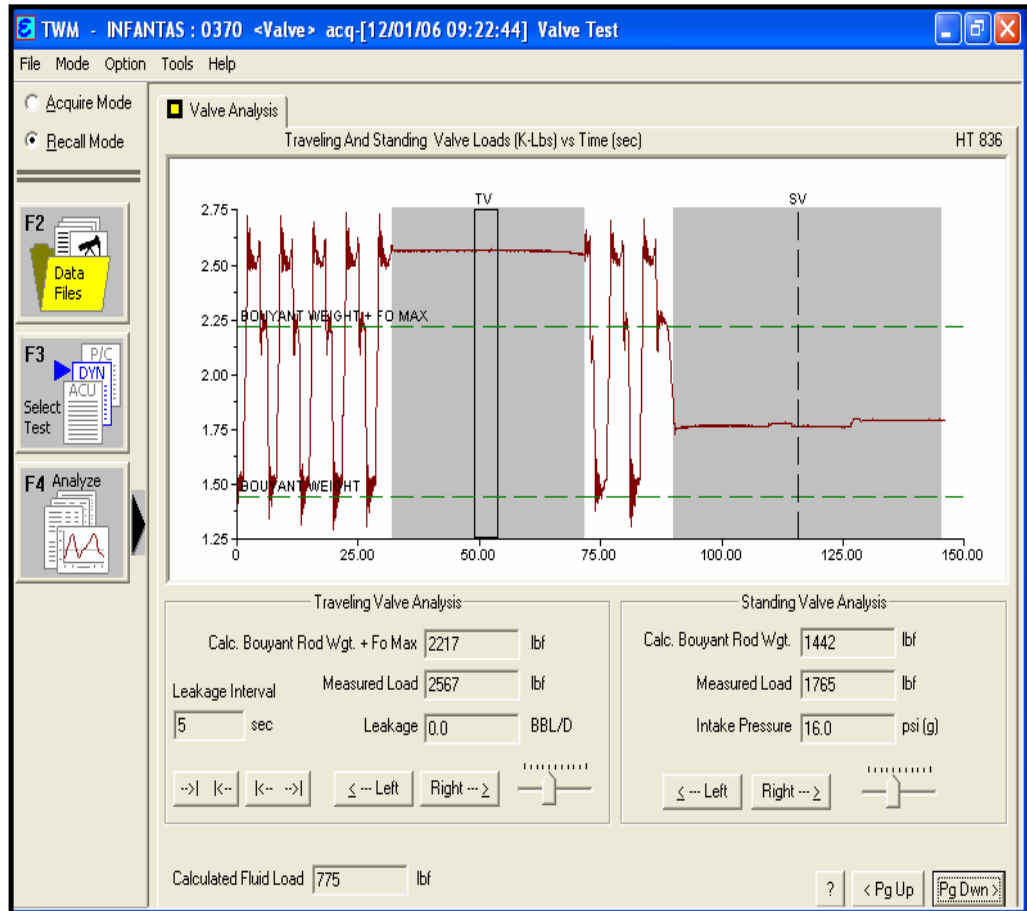
Figura A11. Carta Dinamométrica de pozo INF-0370



Fuente. Ecopetrol S.A.

Interferencia por gas que reduce la eficiencia de la bomba a un 57%, se recomienda utilizar, dispositivos como la válvula antibloqueo para mitigar la presencia de gas o implementar una bomba de dos etapas.

Figura A12 Prueba de válvulas pozo INF-0370



Fuente. Ecopetrol S.A.

La prueba de válvulas muestra buen sello en las dos válvulas, y muestra desbalanceo en la unidad.

5.4 POZO INF. 550

Su historial de producción muestra que diariamente el pozo entrega 19 bopd. Se ha intervenido en tres ocasiones hasta septiembre 2006, la presencia de arena ha sido el factor predominante de fallas en la bomba, generando bloqueo de esta al igual que desgaste en los asientos y superficie de la bola, la

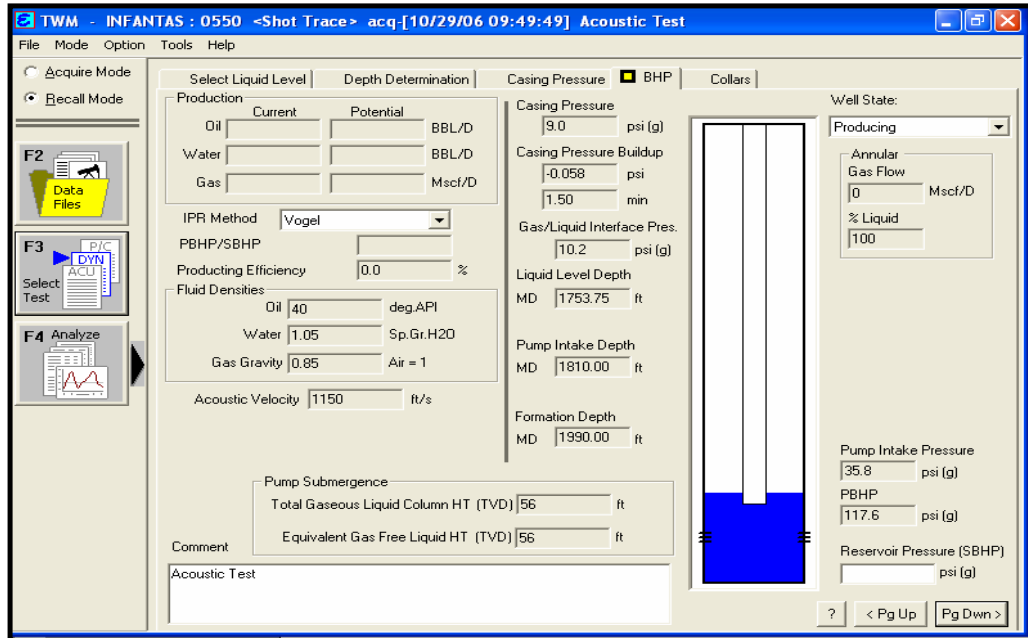
presencia de arena, genera ralladuras en el pistón en su superficie y desgaste en la parte interna, del barril se puede definir que los daños en la bomba son causados por la presencia de arena, las otras condiciones del pozo como corrosión, gas y otros son situaciones controladas.

5.4.1 Medidas correctivas sugeridas. Realizar trabajos de limpieza de arenas y continuar con un exhaustivo seguimiento a estos procedimientos, se recomienda trabajar con bomba RHA y cambiar a pistón anillado con válvulas que por su metalurgia puedan manejar arena, tales como las de carburo titanio (C1), carburo de tungsteno (C3).

5.4.2 Costo y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,18, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 1286 a US\$ 4389, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 6874 barriles a 6935 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1794 anuales.

5.4.3 Análisis de cartas dinamométricas. El análisis de este pozo se basa en las cartas de nivel, las dinamométricas y la prueba de válvulas

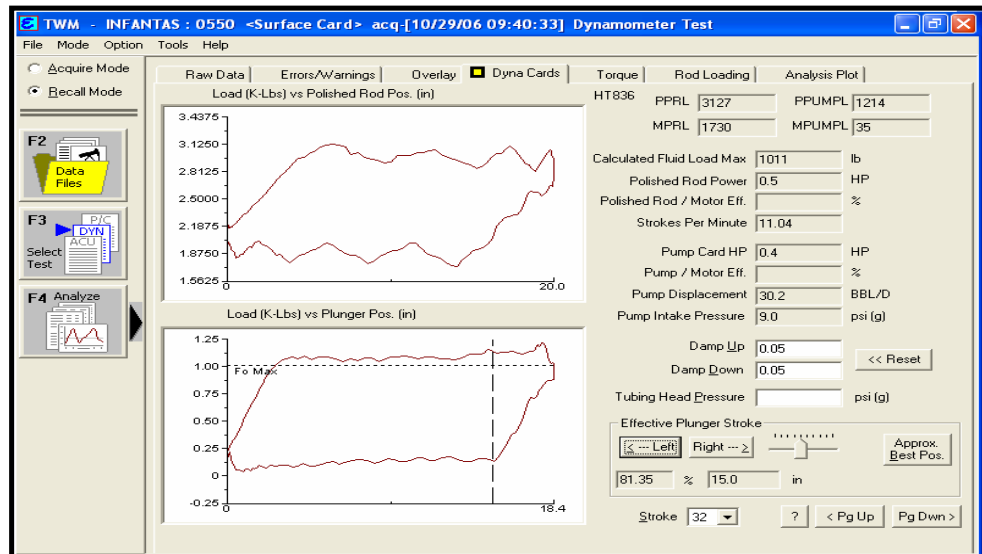
Figura A13. Carta de nivel de fluido pozo INF-0550



Fuente. Ecopetrol S.A.

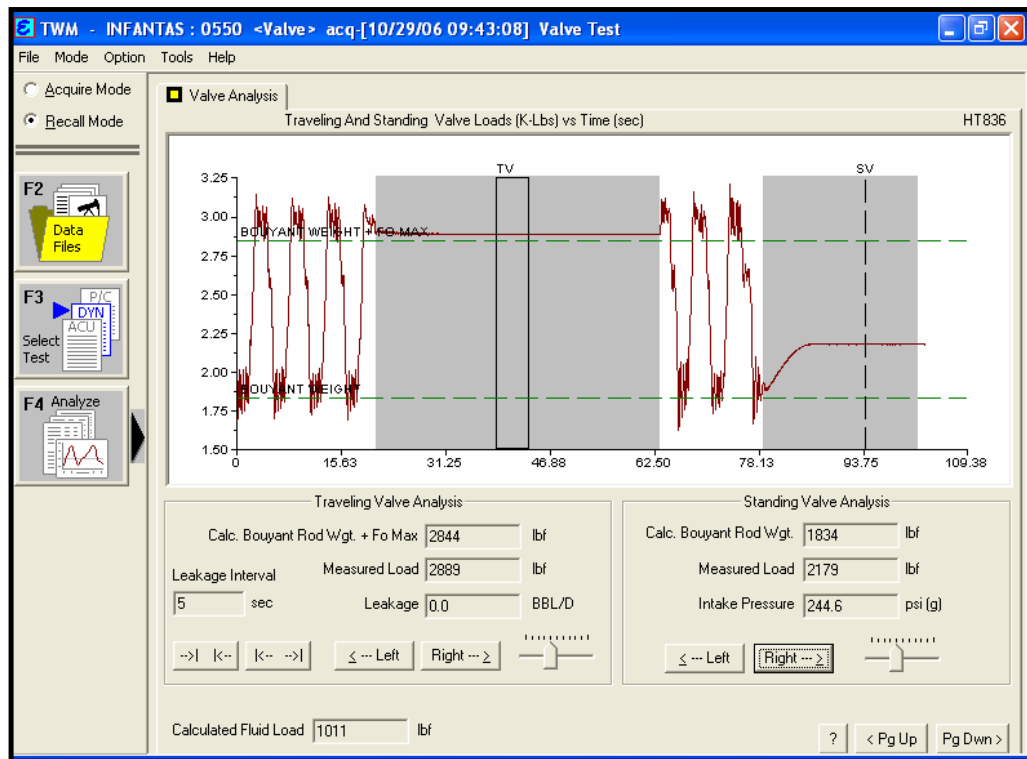
La carta de nivel muestra sumergencia efectiva de 56 pies sobre la bomba con 100% de liquido, la bomba opera bien con esta sumergencia.

Figura A14. Carta Dinamométrica de pozo INF-0550



En la carta dinamométrica de la bomba se observa buen llenado de bomba, pozo con tubería anclada, bomba con un 81% de eficiencia de llenado. Se considera un buen funcionamiento de la bomba.

Figura A15. Prueba de válvulas pozo INF-0550



Fuente. Ecopetrol S.A.

La prueba de válvulas muestra buen sello en la válvula fija; en la válvula fija algo de fuga al comienzo de la prueba pero se estabiliza a lo largo de esta, presencia de desbalanceo en la unidad.

5.5 POZO INF. 1638

Los reportes de producción nos muestran un diario de 5 bopd. Basados en informes del taller de bombas y reportes del estadístico de producción, este

pozo refleja la presencia de arena en bomba, desgaste en pistón, daño en bolas y asientos. Además de 2 intervenciones hasta septiembre 2006. Los últimos 2 reportes muestran a la bomba pegada por la arena. En definitiva la causa de falla de la bomba es la arena aportada por el pozo, lo cual genera daño en los componentes de la bomba.

5.5.1 Medidas correctivas sugeridas. Lo recomendado para este pozo es el uso de bomba de anclaje superior (RHA), también implementar el uso de pistón anillado y la utilización de válvulas de carburo titanio (C1), carburo de tungsteno (C3), para el manejo de arena o entrar al pozo para efectuar limpieza de arena con el fin de darle mejores condiciones de operación a la bomba realizando un arduo seguimiento de estos trabajos.

5.5.2 Costo y viabilidad. Conociendo las dos tasas de rentabilidad, observando la relación obtenida, la cual es igual a 1,25, se sustenta los cambios como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas, la inversión inicial aumentaría de US\$ 1047 a US\$ 3911. Esta inversión disminuiría el tiempo de producción diferida a 0.75 días. Con lo cual la producción anual se incrementará de 1809 barriles a 1825 barriles, reflejándose en una ganancia de US\$ 1345 anuales.

5.6 POZO LC. 733

Su producción actual es de 30 barriles diarios. El historial de esta bomba según los reportes del taller de bombas y el departamento de producción muestran una disminución de fallas desde el 2004 hasta la fecha, los registros dan cuenta de fallas repetitivas en la bomba por presencia de arena proveniente del pozo, generando deterioro prematuro en los componentes de la bomba, como válvulas, pistón y barril, los altos cortes de agua, acompañados de la presencia de gas del pozo, ocasionan el daño en partes de

menor resistencia de la bomba según su metalurgia, debido a la corrosión presente.

5.6.1 Medidas correctivas sugeridas. Las recomendaciones para estos inconvenientes son, implementar tratamiento de inhibidor de corrosión y llevar un seguimiento de la bomba en su próxima falla, para verificar su estado e implementar un trabajo de limpieza si así lo llegase a ameritar el caso. Luego de la implementación de la caja doble válvula, se debe implementar un cambio a pistón anillado, y el reemplazo de las válvulas de acero (A1), por válvulas de carburo titanio (C1), carburo de tungsteno (C3), las cuales nos proporcionan mas tolerancia a la presencia de arena.

5.6.2 Costo y viabilidad. Conociendo las dos tasas de rentabilidad, observando la relación obtenida, la cual es igual a 1.15, se sustenta los cambios como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas, la inversión inicial aumentaría de US\$ 10309 a US\$ 10800. Esta inversión disminuiría el tiempo de producción diferida a 0.75 días. Con lo cual la producción anual se incrementará de 10854 barriles a 10950, reflejándose en una ganancia de US\$ 2978 anuales.

5.7 POZO LC. 737

La producción actual del pozo son 26 barriles diarios. Los problemas asociados a la bomba se presentaban por la presencia de arena la cual afecta el rendimiento de las válvulas, y ha sido el común denominador en los últimos reportes del taller de bombas

5.7.1 Medidas correctivas sugeridas. Lo recomendado para este pozo es el uso de metalurgia C1-C3 relacionados con carburo de titanio y tungsteno; tomar dinagramas para verificar estado actual de válvulas para determinar si el pozo aporta o no gas en gran cantidad para implementar el uso de caja doble

válvula. Estas recomendaciones se realizan basadas, en los reportes del taller de bombas y registros de producción.

5.7.2 Costos y viabilidad. Conociendo las dos tasas de rentabilidad, observando la relación obtenida, la cual es igual a 1,16, se sustenta los cambios como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas, la inversión inicial aumentaría de US\$ 10309 a US\$ 10800. Esta inversión disminuiría el tiempo de producción diferida a 0,75 días. Con lo cual la producción anual se incrementará de 9406 barriles a 9490 barriles, reflejándose en una ganancia de US\$ 2870 anuales.

5.8 POZO LC. 740

Los causales de falla en este pozo son la corrosión alta, lo cual ha causado hasta septiembre del 2006 el cambio de 3 bombas, las cuales se han catalogado como inservibles dado las condiciones del barril

5.8.1 Medidas correctivas sugeridas. Lo recomendado para este pozo es realizar pruebas de fluidos para determinar la cromatografía lo cual nos cuantifica la cantidad de gas ácido que aporta el pozo y así poder definir un plan de inhibidores de corrosión que ayude a controlar el problema o en su defecto el uso de metalurgia especial para las partes que se están viendo directamente afectadas. Implementando el uso de caja doble válvula, y válvulas C1, C3. Hacer un seguimiento de los trabajos realizados por arena en el pozo, para implementar, un trabajo de limpieza si es conveniente.

5.8.2 Costo y viabilidad. Conociendo las dos tasas de rentabilidad, observando la relación obtenida, la cual es igual a 1.07, se sustenta los cambios como un buen proyecto. Implementando las medidas antes mencionadas, la inversión inicial aumentaría de US\$ 6975 a US\$ 7865. Esta inversión disminuirá el tiempo de diferida a 0.75 días. Con lo cual la producción

anual se incrementará de 10108 barriles a 10220 barriles, reflejándose en una ganancia de US\$ 2306 anuales

5.9 POZO LC. 769

El causal de falla de esta bomba, es la presencia de arena, lo cual generalmente ocasiona, falla en el sistema de válvulas fija y viajera

5.9.1 Medidas correctivas sugeridas. Se aconseja la instalación de un pistón anillado para el manejo de arena, con válvulas de metalurgia apropiada para el manejo de arena, como carburo titanio (C1), y carburo de tungsteno (C3), para mejorar la eficiencia y la protección de la bomba, se debe colocar una caja doble válvula.

5.9.2 Costo y viabilidad. Conociendo las dos tasas de rentabilidad, observando la relación obtenida, la cual es igual a 1.17, se sustenta los cambios como un buen proyecto. Implementando las medidas antes mencionadas, la inversión inicial aumentaría de US\$ 10309 a US\$ 10570. Esta inversión disminuirá el tiempo de diferida a 0.75 días. Con lo cual la producción anual se incrementará de 10492 barriles a 10585 barriles, reflejándose en una ganancia de US\$ 2991 anuales.

5.10 POZO LC 0770

Actualmente el pozo se encuentra produciendo 18 barriles diarios. Basados en los siguientes informes: histórico de fallas LC 770, reporte de producción del pozo, la caracterización de los elementos fallados, se obtuvo como resultado del análisis de fallas realizado, las siguientes causas: presencia de arena en combinación con las válvulas de acero, presencia de cauchos y objetos extraños, tolerancia 5, los informes no dictan evidencia de piezas afectadas por la corrosión lo cual genera que esta situación se descarte, actualmente el pozo

opera sin inconvenientes, se realizará próximamente prueba de nivel de fluido y dinagramas para verificar eficiencia de llenado y estado de válvulas.

5.10.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe realizar trabajo periódico de limpieza de arenas. Se debe hacer seguimiento al trabajo de limpieza de arenas. Se recomienda cambiar el pistón actual de la bomba, por uno anillado, agregar una caja doble válvula.

5.10.2 Costo y viabilidad. Conociendo las dos tasas de rentabilidad, observando la relación obtenida, la cual es igual a 1.17, se sustenta los cambios como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas, la inversión inicial aumentaría de US\$ 6579 a US\$ 6947. Esta inversión disminuiría el tiempo de producción diferida a 0,75 días. Con lo cual la producción anual se incrementará de 6512 barriles a 6570 barriles, reflejándose en una ganancia de US\$ 2103 anuales.

5.11 POZO LC 0771

Su historial resume las siguientes situaciones, constante presencia de arena, en las partes de la bomba, corrosión media, se recomienda utilizar metalurgia adecuada para válvulas, tomar dinagrama para verificar estado de las válvulas.

5.11.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe revisar la metalurgia de las válvulas, actualmente son de acero, se recomienda el cambio a carburo titanio (C1), carburo de tungsteno (C3), también es aconsejable el cambio de pistón, a un pistón anillado, incluyendo una caja doble válvula.

5.11.2 Costo y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,21, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría

de US\$ 6567 a US\$ 6827, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 3256 barriles a 3285 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1890 anuales.

5.12 POZO LC 810

El pozo actualmente está produciendo 21 barriles diarios. Su causal de falla inmediata es la presencia de arena del pozo lo cual ha generado en la vida del pozo daños repetitivos, en los componentes de la bomba como barril, pistón y válvulas. Otro causal es la presencia de objetos extraños que hacen intervenir al pozo de manera innecesaria.

5.12.1 Medidas correctivas sugeridas. Se requiere cambio de válvulas, para manejo de arena, se recomienda válvulas de carburo titanio (C1), o carburo de tungsteno (C3).

5.12.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,18, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 3417 a US\$ 3677, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 7597 barriles a 7665 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1742 anuales.

5.13 POZO LC. 820

Su producción actualmente es de 20 barriles diarios. Se encuentra presencia de arena. El gas y objetos extraños hacen difícil el trabajo adecuado de la bomba.

5.13.1 Medidas correctivas sugeridas. Recomendar el uso del caño filtro para el manejo de estas partículas, revisar la metalurgia de válvulas, para instalar aquellas con metalurgia apropiada como las de carburo titanio (C1),

carburo tungsteno (C3), las cuales sin son las adecuadas para las condiciones del pozo, arena y altos cortes de agua.

5.13.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,07, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5823 a US\$ 6779, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 7236 barriles a 7300 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1901 anuales.

5.14 POZO LC. 823

El pozo actualmente produce 9 barriles diarios. Las intervenciones a este pozo son producto de la arena que aporta el pozo lo cual genera pegas y abrasión severa dañando todo equipo móvil disponible.

5.14.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe revisar la metalurgia de las actuales válvulas de acero (A1), las cuales no son las ideales para un pozo con estas características, por tal motivo se recomiendan las válvulas de carburo titanio o carburo tungsteno. Para proteger y alargar la vida de la bomba, se recomienda la instalación de un pistón anillado y caja doble válvula.

5.14.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,21, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5927 a US\$ 6187, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 3256 barriles a 3285 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1794 anuales.

5.15 POZO LC. 827

El desempeño de esta bomba en el pozo se ve afectado directamente por la presencia de arena que causa daño en el pistón de la bomba al igual que el barril, el efecto de bomba pegada por arena no se da en los últimos años, la presencia de gas no es un inconveniente para la bomba, en tal situación ya se hubiese cambiado el tipo de bomba por una que manejara el gas o lo tolerara, a pesar de que el corte de agua del pozo es alto, la corrosión no es un problema, dado que no se manifiesta en las partes que conforman la bomba.

5.15.1 Medidas correctivas sugeridas. Efectuar pruebas de fluidos a los pozos para verificar el comportamiento de estos al interior del pozo. Aumentar clearance de bomba para cuidar barril y pistón. Cambiar la metalurgia de las válvulas a carburo titanio o carburo tungsteno.

5.15.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 3,48, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 3651 a US\$ 3911, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 3648 barriles a 3650 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1237 anuales.

5.16 POZO LC. 875

La producción actual del pozo son 32 barriles diarios, según los informes de producción. Los archivos de este pozo, nos muestra repetitivamente avenamiento y corrosión, en los últimos reportes se encuentra los asientos desgastados, barriles rayados, desgastados y corroídos, el pistón rayado y las bombas se han dado de baja.

5.16.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe hacer un estudio de fluidos para mirar la corrosividad de los mismos, dependiendo de dicho resultado, implementar un tratamiento de inhibidores de corrosión, y un seguimiento riguroso a dicho procedimiento. Se debe evaluar la metalurgia de las válvulas, recomendándose válvulas de carburo titanio y carburo tungsteno. El pistón debe ser cambiado por uno anillado.

5.16.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,18, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 4129 a US\$ 4389, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 11577 barriles a 11680 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 2144 anuales.

5.17 POZO LC. 885

Se reporta 10 barriles diarios, en el reporte de producción. En repetidas ocasiones el taller de bombas ha reportado, pistones y barriles rayados y desgastados por causa de arena, también se ha encontrado costras, y las diferentes partes de la bomba corroídas.

5.17.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe realizar un estudio de fluidos del pozo, para confirmar un tratamiento de inhibidores de corrosión, tratando de incluir en este plan el cambio de la metalurgia de las válvulas, incluyendo válvulas de carburo titanio y carburo de tungsteno. Se debe incluir dentro de los cambios un pistón anillado para el mejor funcionamiento de la bomba, además de un caño filtro, generado por la repetitiva aparición de cauchos y elementos extraños.

5.17.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,25, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5477 a US\$ 5737, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 3618 barriles a 3650 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1754 anuales.

5.18 POZO LC. 1038

El pozo actualmente produce 6 Bopd. Según los reportes del taller de bombas, este pozo en su historial, ha presentado problemas de arena, teniendo como consecuencia, pistones y barriles rayados, asientos cortados y corroídos. La corrosión se presenta en todos los reportes como factor predominante al igual que la arena.

5.18.1 Medidas correctivas sugeridas. Observando los reportes del taller de bombas, se debe tener cuidado con la corrosión de este pozo, el primer paso es realizar un estudio de fluidos y observar las concentraciones de los mismos, para poder recomendar un tratamiento de inhibidores. Observando el problema de la arena es recomendable cambiar la metalurgia de las válvulas por carburo titanio (C1), o carburo de tungsteno (C3), e instalar un pistón anillado para aumentar el run life de la bomba, se debe seguir con la implementación de la caja doble válvula.

5.18.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,25, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 3651 a US\$ 3911, lo cual nos lleva a un aumento en la producción

anual de 2170 barriles a 2190 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1372 anuales.

5.19 POZO LC. 1067

El reporte de producción nos indica 8 barriles de aceite, como promedio diario del pozo. Los registros de este pozo indican presencia de arena y corrosión dentro de las bombas TH que ha utilizado. Los pistones y las válvulas han salido en todas las ocasiones con síntomas de presencia de arena, desgastados y con grandes rasgos de corrosión.

5.19.1 Medidas correctivas sugeridas. En el transcurso de la historia de este pozo, se ha observado la presencia de arena, y el único tratamiento ha sido la instalación de caja doble válvula, sin resultados aceptables. Se debe instalar un pistón anillado y válvulas de metalurgia apropiada para el manejo de arena y cierto nivel de corrosión, como las válvulas de carburo titanio (C1) y las carburo de tungsteno (C3), y continuar luego de la instalación de estas piezas con la utilización de la caja doble válvula.

5.19.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,22, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5477 a US\$ 5737, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 2894 barriles a 2920 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1700 anuales.

5.20 POZO LC. 1234

Actualmente el pozo se encuentra produciendo 24 barriles diarios. El histórico de reportes de este pozo indica problemas principalmente por arena, teniendo

barriles rayados y pegados debido a la presencia de la arena, no tiene problemas graves de corrosión, pero los asientos salen corroídos debido a la metalurgia no apropiada para este pozo.

5.20.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe continuar con la instalación de las válvulas antibloqueo, pero se debe reevaluar su metalurgia, por materiales mas acordes a la operación de este pozo, tales como carburo titanio (C1), y carburo de tungsteno (C3). La utilización de un caño filtro se hace necesario para evitar bloqueos en la bomba. Se recomienda la instalación de un pistón anillado de 4.

5.20.2 Costo y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,17, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5477 a US\$ 5737, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 8683 barriles a 8760 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 2131 anuales.

5.21 POZO LC. 1239

En este instante el pozo produce 22 barriles de aceite diarios. En los registros históricos de este pozo se muestra algunos problemas con arena, pero lo mas alarmante es el constante bloqueo por cauchos o elementos extraños al pozo, siendo este el evento que mas a parado al pozo.

5.21.1 Medidas correctivas sugeridas. Se recomienda cambiar las válvulas de acero (A1), por válvulas de carburo titanio o carburo de tungsteno, para evitar futuros problemas con la presencia de arena. En la próxima instalación de bomba se debe colocar un caño filtro para evitar producciones diferidas por causa de objetos extraños al pozo, evitando el bloqueo de las válvulas.

5.21.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,17, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5477 a US\$ 5737, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 7959 barriles a 8030 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 2077 anuales.

5.22 POZO LC 1304

La producción de este pozo es equivalente a 3 barriles de aceite diarios. No posee problemas serios de corrosión, ni presencia de arena. Su principal inconveniente es la mala utilización de las válvulas de acero A1.

5.22.1 Medidas correctivas sugeridas. Reevaluar la utilización de las válvulas de acero (A1) para este pozo, las propiedades de este son incompatibles con este material, se debe analizar la posibilidad de instalar válvulas de carburo titanio o carburo tungsteno.

5.22.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,3, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 3651 a US\$ 3911, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 1085 barriles a 1095 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1291 anuales.

5.23 POZO LC. 1344

Actualmente el pozo se encuentra produciendo 13 barriles de aceite por día. Los registros del taller de bombas nos muestran problemas frecuentes con el aporte de arena por parte del pozo. Encontrando el barril y el pistón desgastados y rayados. Los asientos se han encontrado corroídos.

5.23.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe realizar trabajos de limpieza de arenas, y mantener un estricto control sobre estos trabajos. Se debe reevaluar la utilización de válvulas de acero (A1), por válvulas de metalurgia apropiada, carburo titanio (C1), carburo tungsteno (C3). Se debe mantener la utilización de la caja doble válvula, la utilización de un pistón anillado de 4, debe ser analizado, a favor de la durabilidad de la bomba en correcto funcionamiento.

5.23.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,17, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 6567 a US\$ 6947, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 4703 barriles a 4745 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1948 anuales.

5.24 POZO LC. 1658

La producción actual del pozo son 16 barriles de aceite diarios. Los históricos del taller de bombas reportan 3 cambios de bomba en el transcurso del año 2006, teniendo como problema principal el bloqueo por arena y objetos extraños.

5.24.1 Medidas correctivas sugeridas. Luego de varios años funcionando normalmente, en el último año ha registrado 3 cambios de bomba, se debe hacer trabajos de limpieza de arenas y toma de fondo, siendo muy estrictos con

la veracidad de estas pruebas. Se debe implementar caño filtro, para prevenir el bloqueo por objetos extraños.

5.24.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,18, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 3651 a US\$ 3911, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 5788 barriles a 5840 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1641 anuales.

5.25 POZO LC. 1703

Actualmente el pozo se encuentra produciendo 9 barriles de aceite por día. Los registros del taller de bombas, muestran un continuo problema con las válvulas (A1), debidos a la arena o bloqueo por objetos ajenos al pozo.

5.25.1 Medidas correctivas sugeridas. Luego de analizar el problema descrito anteriormente, se recomienda instalar un caño filtro, y reevaluar la continuidad de las válvulas de acero (A1), por válvulas las cuales tengan mas resistencia a la abrasión como las de carburo titanio o carburo de tungsteno.

5.25.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,20, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un proyecto atractivo. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 4129 a US\$ 4389, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 3256 barriles a 3285 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1524 anuales.

5.26 POZO LC. 1710

Este pozo tiene una producción de 18 barriles de aceite diarios. Según los últimos reportes del taller de bombas, el problema con la arena es crónico, al igual que la corrosión en los asientos de las válvulas.

5.26.1 Medidas correctivas sugeridas. Ha sido un acierto la utilización de caño filtro para eliminar el constante bloqueo de las válvulas por parte de elementos extraños y ajenos al pozo. Se recomienda la utilización de pistón anillado, se debe mantener la utilización de la caja doble válvula y el caño filtro, para prevenir futuros problemas, y se debe reevaluar la utilización de asientos de acero (A1), se debe buscar asientos que permitan una resistencia mayor a las condiciones del pozo, tales como carburo titanio (C1), y carburo de tungsteno (C3). Se debe realizar trabajos de limpieza de arenas, y seguir con un estricto control sobre estos trabajos.

5.26.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,08, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto a realizarse. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 6411 a US\$ 7301, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 6512 barriles a 6570 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1952 anuales.

5.27 POZO LC. 1737

Su producción es de 9 barriles de aceite día. El problema principal de este pozo es el desgaste de las válvulas, y lo confirman los últimos reportes del taller de bombas.

5.27.1 Medidas correctivas sugeridas. Se recomienda aplicar las metalurgias ajustadas a las condiciones del pozo, observando el desempeño

de las válvulas actuales de acero (A1), y el rendimiento en el run life de las válvulas de carburo titanio, carburo tungsteno.

5.27.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,2, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto a realizarse. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 3651 a US\$ 3911, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 3256 barriles a 3285 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1453 anuales.

5. 28 POZO LC. 1771

La producción actual del pozo son 20 barriles de aceite diarios. El histórico de fallas de este pozo, nos muestra repetidamente el problema de bloqueo de válvulas por arena y por objetos extraños al pozo. Siendo las válvulas los elementos mas vulnerables a estos elementos. El barril y el pistón no han tenido problemas.

5.28.1 Medidas correctivas sugeridas. Se debe ajustar la metalurgia de los elementos q mas han fallado, como los son las válvulas, implementando el uso de válvulas C1 y C3, se debe complementar esta instalación con un caño filtro, para evitar el bloqueo por parte de elementos extraños al pozo.

5.28.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,18, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto a realizarse. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 4129 a US\$ 4389, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 7236 barriles a 7300 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1821 anuales.

5.29 POZO LC. 1865

El pozo se encuentra produciendo 22 barriles de aceite por día. Luego de varios cambios en el diseño de bombeo mecánico, se siguió observando los problemas por arena, desgaste y corrosión. Varias de estas bombas fueron dadas de baja por su mal estado luego de estar operando en este pozo. Se incluyó un elemento llamado sandboster, para ayudar a la vida de la bomba, también se incluyó caja doble válvula. Los asientos de las válvulas sufrieron corrosión en todos los casos del reporte.

5.29.1 Medidas correctivas sugeridas. Continuar con la implementación del sandboster, la caja doble válvula. Se debe evaluar la utilización de pistón anillado y reevaluar la metalurgia de los asientos de las válvulas, por válvulas de carburo titanio, carburo de tungsteno. Se debe realizar trabajos de limpieza de arenas y llevar un riguroso plan de limpieza.

5.29.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,05, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto a realizarse. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5823 a US\$ 6847, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 7959 barriles a 8030 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1938 anuales.

5.30. POZO LC. 1877

Su producción es de 11 barriles de aceite por día. Los registros del taller de bombas muestran constantes problemas por arenamiento, los cuales han producido pega de la bomba, pistones y barriles rayados y desgastados, y en

combinación con el gas se han recuperado asientos cortados. Las bombas han implementado caja doble válvula y caño filtros.

5.30.1 Medidas correctivas sugeridas. Continuar con la implementación de la caja doble válvula y el caño filtro, se debe evaluar la implementación de pistones anillados, para ayudar al manejo de la arena, e implementar válvulas de carburo de titanio o carburo de tungsteno, para ayudar a la durabilidad de la bomba.

5.30.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,08, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto a realizarse. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 5823 a US\$ 6847, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 3979 barriles a 4015 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1641 anuales.

5.31 POZO LC. 1885

Actualmente está produciendo 12 barriles por día. Su histórico de falla registra arenamiento constante, produciendo barriles y pistones rayados y desgastados, se ha implementado el uso de válvulas de carburo de titanio y caja doble válvula.

5.31.1 Medidas correctivas sugeridas. Seguir implementando las válvulas de carburo de titanio y la caja doble válvula dentro del sistema de la bomba, se debe evaluar la posibilidad de implementar pistones anillados dentro de este conjunto, para el trabajo en este pozo. Se debe realizar trabajos de limpieza de arenas, con un estricto control en el desarrollo del mismo.

5.31.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,19, con esta relación de tasas se sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto a realizarse. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 3651 a US\$ 3911, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 4341 barriles a 4380 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 1534 anuales.

5.32 POZO LC. 1889

Este pozo muestra una producción de 39 barriles diarios. Los registros históricos de este pozo muestran los cambios que se le han realizado, comenzando por el uso de bomba RHAC, en el transcurso de un año, para luego cambiar a una bomba THC, hasta la fecha, teniendo iguales problemas de arena y aparición de costras, y en varias oportunidades se presentó bloqueada por cauchos. En el 2002 se instaló caja doble válvula, para ayudar a corregir el problema de la arena, normalmente las bombas que salen de este pozo se catalogan como inservibles.

5.32.1 Medidas correctivas sugeridas. Se recomienda la instalación de pistones anillados, para evitar el desgaste excesivo y las pegas de la bomba debido a la arena. El cambio de metalurgia de las válvulas se hace imprescindible, de válvulas de acero (A1), a válvulas de carburo titanio (C1), o carburo de tungsteno (C3). Se debe proseguir con el acoplamiento de cajas doble válvula para ayudar al desempeño óptimo de la bomba. Como medida preventiva se debe tomar fondo antes de bajar la próxima bomba, y se deben realizar trabajos de limpieza de arenas, siendo estrictos y cuidadosos en esta operación.

5.32.2 Costos y viabilidad. Conociendo las tasas de rentabilidad real y proyectada, obtenemos una relación de 1,31, con esta relación de tasas se

sustenta el cambio propuesto, mostrándose como un buen proyecto a realizarse. Implementando las medidas antes mencionadas la inversión inicial aumentaría de US\$ 7193 a US\$ 8531, lo cual nos lleva a un aumento en la producción anual de 14110 barriles a 14235 barriles, y se verá reflejado en una ganancia de US\$ 2523 anuales.

ANEXO B

GENERALIDADES DE BOMBEO MECANICO

Cuando un pozo es perforado y revestido, generalmente los hidrocarburos fluyen hacia la superficie por la energía natural del yacimiento en este momento hablamos de un pozo con flujo natural; sin embargo, durante la vida productiva del pozo, o la energía natural del yacimiento disminuye evitando su flujo natural o se puede desear aumentar la tasa de producción y el yacimiento no dispone de energía; entonces se hace necesario instalar un sistema de levantamiento artificial con el fin de optimizar el proceso de producción.

El principal método de levantamiento artificial en el mundo es el bombeo mecánico, con aproximadamente el 85% de los pozos productores.

Existen otros sistemas de levantamiento artificial como son:

- Bombeo electro sumergible (ESP)
- Bombeo de cavidades progresivas (PCP)
- Gas lift
- Bombeo hidráulico
- Plunger lift

Un sistema de levantamiento artificial se puede dividir en tres secciones, Equipo de superficie, tubería de producción y unidad de producción.

Equipo de superficie: depende del tipo de bombeo utilizado pero generalmente está constituido por una unidad de potencia que se encarga de transmitir la energía del equipo de subsuelo y un equipo de control que recibe y distribuye los fluidos producidos por el pozo.

Tubería de producción: la tubería de producción y la sarta de varillas o línea de transmisión de energía son la conexión entre el equipo de control en la superficie y la unidad de producción.

Unidad de producción: Es el equipo localizado en el subsuelo cerca de la zona productora que se encarga de enviar el fluido de formación hacia la superficie.

Hay muchos factores que deben tenerse en cuenta al decidir cual técnica de producción es mejor para un pozo. Entre esos factores tenemos:

1. Profundidad
2. Caudal (presente y futuro)
3. Presión
4. GOR
5. Arena y parafinas
6. Viscosidad
7. Diámetro del pozo
8. Desviación del pozo
9. Disponibilidad de gas
10. Facilidades económicas
11. Facilidades (espacio para reparaciones)
12. IPR
13. Planes de recuperación
14. WOR (relación agua – aceite)

El Instituto Americano del Petróleo (API), es el encargado de definir estándares de calidad y seguridad, para equipos, trabajos y procedimientos de la industria petrolera, donde se incluye el bombeo mecánico, se debe tener en cuenta los boletines API, para el correcto diseño de este levantamiento artificial:

- API 11L-3 (Sucker rod pumping system design book).
- API 11AX (Subsurface sucker rod pumps and fittings).
- API 11AR (Recommended practice for care and use of subsurface pumps).

Una instalación típica de bombeo mecánico debe constar de:

- Unidad de bombeo
- Motor primario
- Varillas
- Bomba de subsuelo

B.2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie se divide en:

B.2.1.1. El motor, el cual proporciona la potencia de impulsión al sistema, puede ser un motor eléctrico o de combustión interna. Hay una potencia en la barra lisa definida para levantar un cierto peso y volumen de fluido desde cierta profundidad.

B.2.1.2 Caja reductora, los cuales reducen la elevada velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y al mismo tiempo incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad. El torque máximo está definido por las especificaciones API de esta caja reductora. Una unidad que esté correctamente balanceada tendrá igual torque máximo en ambas carreras. El torque máximo en una unidad de bombeo puede determinarse desde la medida de la carga máxima y la mínima en el dinagrama.

B.2.1.3 La barra lisa, la cual conecta al balancín con la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.

B.2.1.4 La unidad de bombeo, es el mecanismo cuya función principal es accionar la sarta de varillas y la bomba a fin de elevar el fluido desde el subsuelo a superficie, Su elemento principal es el balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca mecánica.

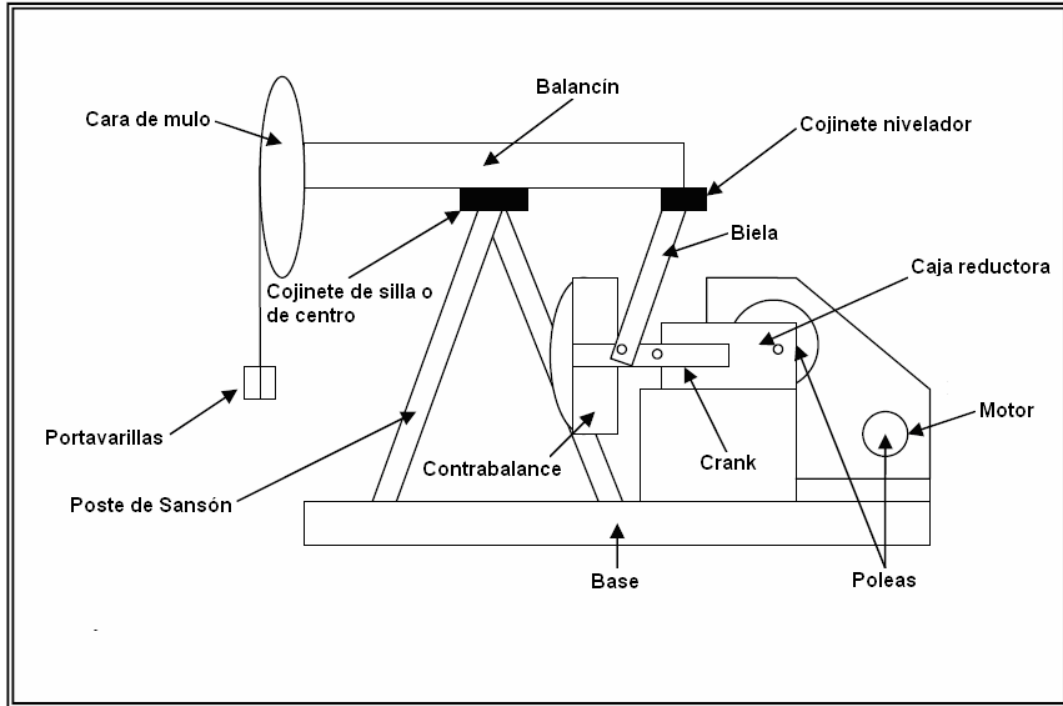
Por muchos años hubo alguna confusión acerca de la clasificación de las unidades de bombeo. En 1943 una junta especial del API propuso establecer:

- Una serie simplificada de clasificaciones de torsiones máximas de reductor
- Una serie de clasificaciones de estructuras, carreras máximas y vástagos
- Ciertas dimensiones uniformes para algunos componentes estructurales de la unidad.

La mayoría de los tipos de unidades de bombeo utilizan balancín, heredado desde los días de perforación con cable. Las unidades de bombeo mecánico tipo balancín básicamente tiene 4 componentes, que son:

- El brazo de manivela, el cual gira gracias al eje de baja velocidad del engranaje reductor
- La biela, la cual conecta el brazo de la manivela al balancín.
- La parte del balancín desde el cojinete nivelador, hasta el cojinete central
- La distancia fija entre el cojinete de silla y el cabezal

Figura B1. Equipo de superficie



B.2.1.5 Geometría de las unidades de bombeo: las unidades mas utilizadas son tres: Convencional, Mark II y Balanceada por aire, cada una con características y diferencias propias que pueden influenciar significativamente en el trabajo de todo el sistema de bombeo.

Tabla B1. Clasificación de las unidades de bombeo

TIPO DE UNIDAD	CLASE	PUNTO DE APOYO	MECANISMO DE CONTRABALANCE
Convencional	I	Punto medio del balancín	Por contrapeso
Neumáticas	II	Extremo delantero del balancín	Por cilindro de aire
Mark II	II	Extremo trasero del balancín	Por contrapeso

* UNIDAD CONVENCIONAL: Es balanceada por manivelas es la mas universal, conocida y popular utilizada en los campos petroleros, de fácil

manejo y mantenimiento mínimo. En este tipo de balancín la rotación de las manivelas origina que la viga principal oscile y mueva hacia arriba y hacia abajo al vástago pulido.

Para muy diversas condiciones de bombeo en las que la confiabilidad, y la sencillez son factores primordiales, la unidad convencional ha sido siempre la preferida. Un limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta notablemente en función de la producción a extraer.

* UNIDAD MARK II: Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. La forma poco común del Mark II redundo en una carrera ascendente mas rápida a aceleración baja, donde la carga es mas alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en mas duración de las varillas de bombeo.

La carrera ascendente disminuye la aceleración donde la carga es mas alta y reduce así la carga sobre el vástago pulido. Al encontrarse el travesaño compensador en la posición mencionada, se obtiene una ventaja mecánica menor para la carga reducida de la carrera descendente, es decir, baja el factor máximo de torsión.

* UNIDAD BALANCEADA POR AIRE: El uso de aire comprimido en lugar de pesas permite controlar mejor el contrapeso; el peso de la unidad se reduce aproximadamente 40% y los costos de transporte e instalación disminuyen considerablemente.

Estas unidades son especialmente indicadas para plataformas costa afuera, en las que el espacio es reducido; debido a que las cargas quedan en el plano vertical, se elimina las fuerzas dinámicas horizontales que se presentan con las unidades convencionales. Debido a que el reductor está colocado entre el

poste maestro y el pozo, se pueden utilizar manivelas mas cortas reduciendo el “factor torque” de la unidad, que es simplemente un número que multiplicado por la carga sobre el vástago menos el contrabalanceo da como resultado el torque requerido por el reductor.

Una de las ventajas de este sistema en comparación, es que bombeando en similares condiciones de velocidad, largo de la carrera y el mismo tamaño del émbolo de la bomba, una unidad balanceada por aire produce más que la unidad convencional.

Figura B2. Unidad convencional



Fuente. Ecopetrol S.A.

Figura B3. Unidad Mark II



Fuente. Lufkin, artificial lift

Figura B4. Unidad balanceada por aire



B.2.1.6 Clasificación API de las unidades, el API describe las unidades especificando:

1. Tipo:

C: si es una unidad convencional

B: si su contrapeso está en el balancín

A: si es una unidad balanceada por aire

M: si es una unidad Mark II

La norma que rige la fabricación de estas unidades de bombeo se encuentran en el “API STD 11E” (specification for pumping units). Estas especificaciones cubren el diseño y clasificación de la base, poste maestro, biela, manivela y suspensor.

Estas unidades de bombeo se fabrican en un amplio rango de capacidades. Normalmente las unidades se clasifican con respecto a: reductor de velocidad, capacidad de carga del balancín, longitud de la carrera, contrapeso, estructura.

La siguiente es la tabla de las unidades fabricadas.

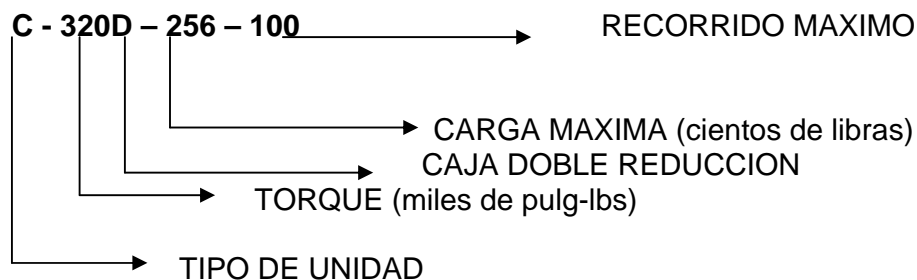
Tabla B2. Unidades de bombeo mecánico

TIPO DE UNIDAD	RECORRIDO PULG	CAPACIDAD LBS	TORQUE LB-PUL	REL CAJA	DIAMETRO POLEA
C-912D-305-168	168-145-124	30.500	912.000	28;72	48"
C-912D-427-144	144-124-106	42.700	912.000	28;72	48"
C-640D-305-168	168-145-124	30.500	640.000	28;6	48"
C-640D-305-144	144-124-106	30.500	640.000	28;6	48"
C-640D-256-144	144-124-106	25.600	640.000	28;6	48"
C-456D-305-144	144-124-106	30.500	456.000	29;04	48"
C-456D-256-120	120-102-85	25.600	456.000	29;04	48"
C-320D-256-120	120-102-85	25.600	320.000	30;12	30"
C-320D-305-100	100-85-70	30.500	320.000	30;12	30"
C-320D-246-86	86-74-61	24.600	320.000	30;12	30"
C-320D-246-74	74-64-54	24.600	320.000	30;12	30"
C-228D-213-86	86-74-62	21.300	228.000	28;45	24"
C-228D-200-74	74-64-52	20.000	228.000	28;45	24"
C-114D-143-74	74-62-51	14.300	114.000	29;4	24"
C-114D-133-54	54-45-36	13.300	114.000	29;4	24"
M-912D-365-144	144-128-112	36.500	912.000	28;72	48"
M-640-256-144	144-128-112	25.600	640.000	28;6	48"
M-456D-305-144	144-128-112	30.500	456.000	29;04	48"
M-320D-256-100	100-84-68	25.600	320.000	30;12	47"
M-320D-213-120	120-104-88	21.300	320.000	30;12	47"
A-912D-305-168	168-141-118	30.500	912.000	28;72	47,6"
A-640D-305-168	168-141-118	30.500	640.000	28;6	47,4"
A-465D-305-144	144-120-100	30.500	465.000	29;04	47,4"
A-456D-256-120	120-104-90	30.500	456.000	29;04	47,4"

A-320D-320-100	100-86-74	32.000	320.000	30;12	30"
A-320D-256-120	120-104-90	25.600	320.000	30;12	29.6"
LUFKIN A-912D-305-168	168-141-118	30.500	912.000	28;72	47.6"
AMER-640-365-144	144-123-103-1/4	36.500	640.000	29;25	33"
LUFKIN A-640D-305-168	168-141-118	30.500	640.000	28;6	47;4"
CABOT-456-330-120	120-107-93-80	33.000	456.000	30;01	48"
AMER-456-305-144	144-123-103-1/4	30.500	456.000	29;78	33"
AMERICAN 450-305-120	120-102.5-80	30.500	456.000	29;78	36"
LUFKIN A-456D-305-144	144-120-100	30.500	456.000	29;04	47,4"
LUFKIN A-456D-256-120	120-104-90	25.600	456.000	29;04	47,4"
MARK II-456-253-144	144-128-112	25.300	456.000	29;04	48"
LUF-A-320D-320-100	100-86-74	32.000	320.000	30;12	30"
LUF-A-320D-256-120	120-104-90	25.600	320.000	30;12	29,6"
LUF-320D-256-100	100-85-70	25.600	320.000	30;12	44"
LUF-320CDA-256-100	100-85-70-56	25.600	320.000	30;12	30"
AMER-320-256-120	120-104.5-89-3/4	25.600	320.000	30;31	24"
MARK II-320-213-120	120-104-88	21.300	320.000	30;12	47"
PARSKERB 320-DL-210-100	100-88-76-64	21.000	320.000	29;95	30"
LUFKIN 228-246-86	86-74-61	24.600	228.000	28;45	23"
AMERICAN 228-246-86	86-73-60.5	24.600	228.000	30;	24"
OIL-WELL-65-228-213-86	86-64	21.300	228.000	32;68	30"
CONTINENTAL 228-246-86	86-74-62	21.200	228.000	28;1	24"
LUFKIN-228-212-86DA	86-74-62-51	21.000	228.000	28;45	24,6"
LUF MARK II-160-200-86	86-72.4-58.6	20.000	160.000	28;67	36"
LUF-114D-173-64	64-54-44	17.300	114.000	29;4	23.75"
AMER-114-143-64	64-54-3/4-45-1/2	14.300	114.000	29;02	20"
LUFKIN-BANDA	48-A-21	12.000	114.000	28;6	-----
LUFKIN TC-322C	54-41.2-27.9	17.000	109.790	28;67	24.25
LUFKIN TC-322B	54-45-36-28	17.000	109.000	28;67	25.75
LUFKIN TC-322	48-34-1/2	17.000	90.000	28;45	24.6
LUFKIN H8 O HDTX	48	17.000	90.000	30;06	25;5
LUF C-80D-133-54	54-45-36	17.300	80.000	29;15	24
LUF TC-411-B	42-30.5-18.6	12.000	72.204	29;24	25
BABY LUFKIN	36-26-16	10.000	71.000	20	32
LUFKIN TC 411-A	42A-18.6	12.000	65.000	29;24	25
LUFKIN-C57D-109-48	48-37-25	10.900	57.000	29;32	27;6
C-EMSCO DB-57-100-48	48-40-32	10.000	57.000	30	16;24

→ El máximo torque de diseño en el reductor en miles de pulg-lbs. Se adiciona una letra D si el reductor tiene doble reducción.

→ La máxima carga de diseño estructural en cientos de libras.



Todas las unidades tienen un efecto de contrabalanceo cuyo fin es el de almacenar energía durante la carrera de descenso, para posteriormente suministrarla durante la carrera de ascenso.

B.2.2 EQUIPO DE SUBSUELO

Constituye la parte esencial de este sistema, está restringido por el diámetro de la tubería de revestimiento, y esto puede representar limitaciones a su diseño. Transmite la energía necesaria para levantar fluido del pozo, sirviendo como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie. Sin este equipo sería imposible la extracción del fluido de un yacimiento, cuya energía no es la suficiente para producir por flujo natural.

B.2.2.1 Sarta de Varillas de Succión, es usada para transmitir el movimiento y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, son fabricadas de acero y en fibra de vidrio y las combinadas, que conservan la propiedad del material de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grados A, B, C, D y E dependiendo de la resistencia a la carga. Son fabricadas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8" y en tamaños mayores

B.2.2.2 Tubería de producción. La tubería de producción en un pozo de bombeo, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de las

instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba no excede los 5000 pies, la tubería es suspendida por el cabezal. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse.

B.2.2.3 La bomba de subsuelo, la bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo. La correcta función de la bomba de subsuelo es levantar fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. Básicamente las bombas de subsuelo utilizadas son las tipo “Tubing” y bombas tipo varillas o de inserción. El barril de la bomba de la bomba tipo “Tubing” es parte integral de la sarta de tubería de producción, mientras que la bomba tipo inserción está conectada a la sarta de varillas y es anclada dentro de la tubería de producción. Estos dos tipos de bombas con variaciones rigurosas en el diseño y el material pueden ser adaptadas para el manejo de líquidos gaseosos, fluidos corrosivos, fluidos cargados de arenas, o casi cualquier tipo de condición de líquidos que pueda existir. La bomba tipo barril “Tubing” es la mas comúnmente usada en crudos pesados, ya que presenta mayores áreas de flujo, y menor longitud de flujo dentro de la bomba. De acuerdo a las condiciones de los pozos se utilizará alguno de los tipos de bombas de subsuelo disponibles.

Los dos tipos de bombas (varillas y tubing), se rigen bajo el principio de desplazamiento positivo, teniendo como partes básicas: barril de trabajo (cilindro), el émbolo (pistón), y las dos válvulas de bola. La válvula que viene agarrada al barril de trabajo actúa como válvula de succión y se denomina válvula fija. La otra válvula contenida en el pistón, actúa como válvula de descarga y recibe el nombre de válvula viajera. Dichas válvulas operan como válvulas cheques y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno, proporcionan un medio para desplazar los fluidos desde el pozo hasta la superficie.

Para poder entender y resolver los problemas específicos de una bomba de subsuelo, es necesario conocer como funcionan sus partes componentes. Ellos operan de la siguiente manera:

* Barril. Existen diferentes tipos de barriles para bombas de subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas para pozos someros a medianamente profundo o paredes gruesas para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (liner). La terminación del bruñido de precisión interior es a espejo.

* Pistón. Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos. Algunas características importantes son: Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico.

Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería de producción.

* Válvulas. Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa mas común de fallas en las bombas. La especificación 11AX del API para válvulas de bola y asiento no especifica los materiales de manufactura, sin embargo, solo se controlan las tres dimensiones. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra

válvula. El diseño API para válvulas de bola es el mas comúnmente utilizado en bombas de subsuelo.

Para prematuro desgaste de válvulas en pozos con problemas de arena se recomienda utilizar válvulas y asientos de mayor dureza como son los de carburo de tungsteno o también un doble juego de válvulas y de esta manera aunque se deposite arena en una de las válvulas, el cierre será asumido por la otra, evitando una violenta descarga de fluido a través de la primera incrementando la vida útil de la bomba.

* Anclaje de fondo. Otro elemento que puede considerarse como parte constitutiva adicional de las bombas de subsuelo es el anclaje de fondo. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción y puede ser del tipo copas y del tipo mecánico. El primero utiliza plástico o un material similar para que funcione como sello y el segundo se utiliza para condiciones extremas de temperatura donde el de copas no es recomendable.

B.2.3 CLASIFICACION DE LAS BOMBAS API

Las bombas estandarizadas en la especificación API 11AX han sido clasificadas y se les ha asignado una letra.

La primera letra se refiere al tipo de bomba usada:

R: para las bombas de varillas

T: para las bombas de tubería

Tabla B3. Especificación API 11AX de las bombas de subsuelo

TIPO DE BOMBA	Designación por letras			
	Pistón de metal		Pistón con empaque flexible	
	Pared del barril		Pared del barril	
	Gruesa	Delgada	Gruesa	Delgada
BOMBAS DE VARILLAS				
Con barril estacionario y ancla superior	RHA	RWA	-----	RSA
Con barril estacionario y ancla inferior	RHB	RWB	-----	RSB
Con barril viajero y ancla inferior	RHT	RWT	-----	RST
BOMBAS DE TUBERIA	TH	-----	TP	-----

Fuente. API 11AX

La segunda letra se refiere al tipo de barril, es decir, si es de pared gruesa o delgada. Diferentes letras de código son utilizadas para las bombas con émbolos metálicos y con émbolos de empaques flexibles.

Émbolos metálicos:

H: para pared gruesa

W: para pared delgada

Émbolos con empaque flexible

P: para pared gruesa

S: para pared delgada

La tercera letra muestra la ubicación del conjunto de ancla para las bombas de varillas. El anclaje, siempre va en el fondo de una bomba de barril viajero; las bombas de varillas se pueden anclar en la parte superior o inferior.

A: anclaje superior

B: anclaje inferior

T: para barril viajero, anclaje inferior

B.2.4 NOMENCLATURA API PARA BOMBAS DE SUBSUELO

Con el fin de especificar completamente el conjunto de piezas del bombeo mecánico, el American Petroleum Institute (API) propuso el empleo de una designación de 12 caracteres en la especificación API 11AX. Esta especificación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas.

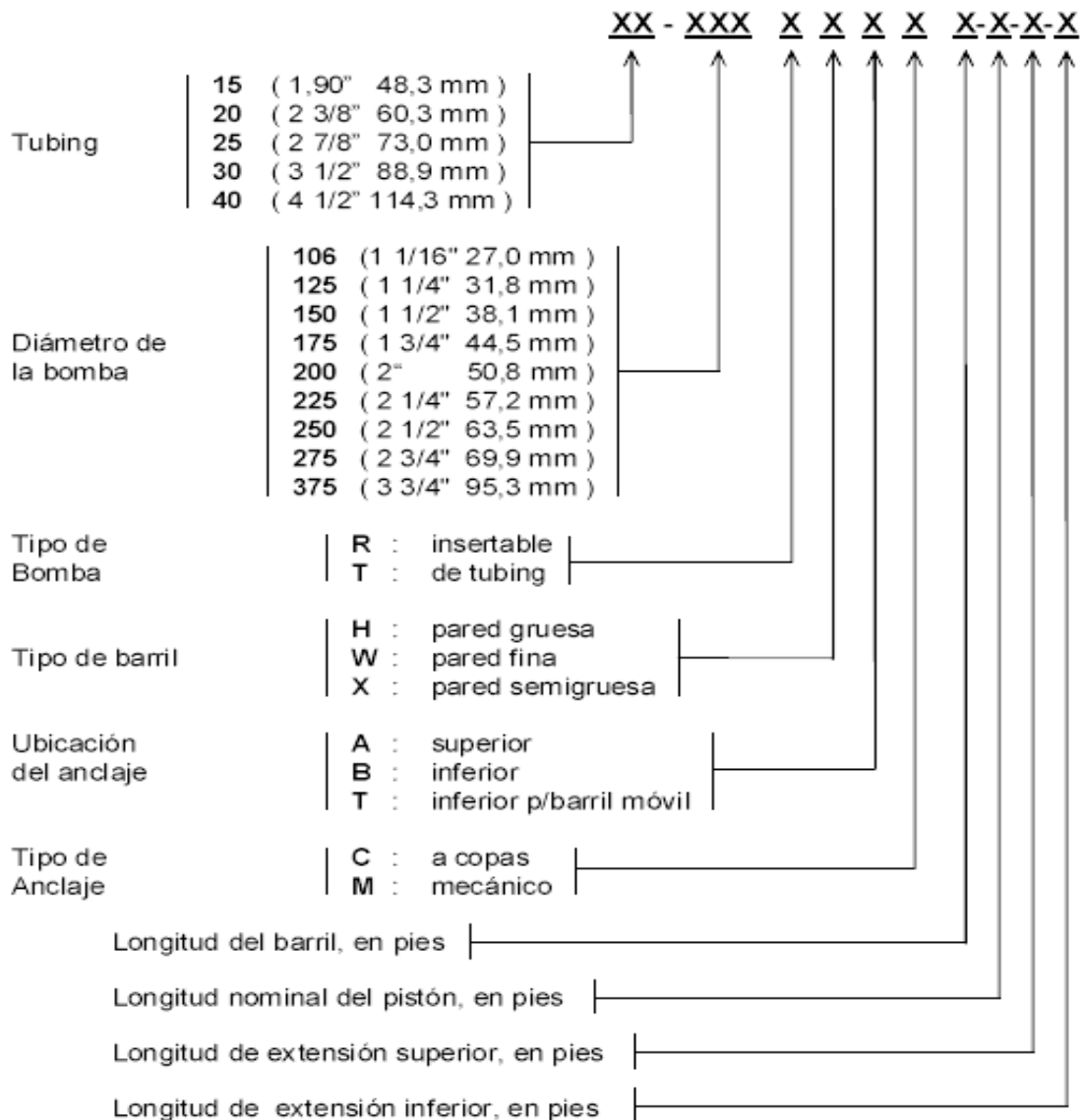


Tabla B4. Clasificación estándar de las bombas de subsuelo

Pared de barril	Tipo API	Tamaños Estándar de las bombas de subsuelo			
		1,9"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
Gruesa	RHA		1 1/4"	1 1/2"	2 1/4"
	RHB			1 3/4"	
	RHT				
Delgada	RWA		1 1/4"	1 1/2"	2 1/2"
				2"	
Delgada	RWB	1 1/4"	1 1/4"	2"	2 1/2"
	RWT		1 1/2"		
Delgada	RSA		1 1/4"	2"	2 1/2"
	RSB		1 1/2"		
	RST				
Gruesa	TH		1 3/4"	2 1/4"	2 3/4"
Gruesa	TP		1 25/32"	2 1/4"	2 3/4"

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

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

B.3 BOMBAS MECÁNICAS DE PROFUNDIDAD

La bomba de profundidad es uno de los elementos del sistema de bombeo mecánico, básicamente constituida por:

El barril o camisa que se fija, en la mayoría de los casos, a la tubería de producción mediante un sistema de anclaje.

La válvula fija, colocada en la parte inferior del barril, que junto con el mismo constituyen el conjunto estacionario de la bomba.

El conjunto móvil, formado por el pistón o embolo y la válvula móvil.

El equipo de superficie, o aparato de bombeo, le transfiere al conjunto móvil de la bomba, mediante la sarta de varillas, un movimiento alternativo constituido por una carrera ascendente y una descendente. Este desplazamiento positivo impulsa el petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie a través de la tubería de producción o tubing

La descripción primaria de la acción de bombeo mecánico es la que se detalla a continuación:

En el comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra y el conjunto móvil del sistema (barra lisa, sarta de varillas y subconjunto móvil de la bomba) levanta la columna de fluido soportando la carga que ésta le genera. Simultáneamente, y debido a la depresión que se produce en la cámara de la bomba, la válvula fija se abre, permitiendo el ingreso de fluido nuevo.

Finalizada la carrera ascendente, se cierra la válvula fija debido al incremento en la presión en la cámara de la bomba y, al comenzar la carrera descendente, se abre la válvula viajera, que permite el pasaje de fluido a través de ella, mientras el pistón desciende hasta el punto muerto inferior.

Ante estas circunstancias, la carga del fluido es transferida al conjunto estacionario del sistema de bombeo (tubing y subconjunto estacionario de la bomba).

Reiniciado el ciclo, la carga del fluido es transferida del conjunto estacionario del sistema al conjunto móvil y así sucesivamente. De lo anterior se puede decir que el conjunto móvil del sistema de bombeo está sometido a un esfuerzo de tracción máximo durante la carrera ascendente, y de tracción mínimo durante la carrera descendente.

Complementariamente, el conjunto estacionario del sistema esta sometido a esfuerzos de tracción máximos durante la carrera descendente. Estas solicitaciones producen el estiramiento y contracción de los elementos involucrados, lo cual se manifiesta en una reducción de la carrera efectiva de la bomba.

La carrera efectiva de la bomba, el escurrimiento de petróleo entre el barril y el pistón, la presencia de gas y el contenido de agua, son algunos de los elementos a tener en cuenta en la selección de la bomba y en el cálculo de la producción de petróleo esperado.

B.3.1. TIPOS DE BOMBA MECANICAS, VENTAJAS Y LIMITACIONES

Existen varios tipos de bombas de profundidad para diferentes aplicaciones. Denominaremos cada una según la clasificación API 11AX.

B.3.1.1. BOMBAS DE TUBING (TH):

Son bombas resistentes en su construcción y simples en su diseño. El barril se conecta directamente al tubing y la sarta de varillas se conecta directamente al pistón. En la parte inferior del barril se ubica un niple de asiento, que alojara la válvula fija.

Una de las posibilidades es bajar la válvula fija con un pescador acoplado a la parte inferior del pistón, hasta fijarla a el niple. Luego el pistón se libera de la válvula fija, rotándolo en sentido contrario a las agujas del reloj.

La bomba TH provee el máximo desplazamiento de fluido para una determinada tubería de producción; el diámetro del pistón es ligeramente menor que el diámetro interno del tubing.

De estructura robusta, el barril de pared gruesa esta conectado directamente al tubing por un niple.

Las varillas se conectan directamente a la jaula superior del pistón, eliminando la necesidad de usar varilla de recorrido.

Las ventajas de esta bomba la hacen una de las más utilizadas por los productores en los pozos que no requieren frecuentes intervenciones.

Como factores limitantes se pueden nombrar que:

Para cambiar el barril hay que sacar toda la tubería de producción del pozo (Tubing).

No es lo más aconsejable para pozos con gas, ya que tiene un gran espacio nocivo debido al pescador de la válvula fija, lo que en este caso reduce la eficiencia de la bomba.

Los grandes volúmenes desplazados hacen que las cargas en las varillas y el equipo de bombeo sean muy importantes. Estas cargas también provocan grandes estiramientos de tubing y las varillas con consecuencias en la carrera efectiva de la bomba.

B.3.1.2. BOMBAS INSERTABLES (RH/RW)

Su característica principal es que se fijan al tubing mediante un sistema de anclaje, por lo cual para retirarlas del pozo no es necesario sacar el tubing, ahorrando en esta operación más del 50% de tiempo.

Para su instalación, se debe colocar en el tubing un elemento de fijación denominado niple de asiento. Posteriormente se baja la bomba, mediante la sarta de varillas, hasta que el anclaje de la bomba se fija al asiento, quedando esta en condiciones de operar.

El uso ampliamente difundido de estas bombas ha llevado al diseño de una gran variedad de opciones en bombas insertables, entre otras:

B.3.1.3 BOMBA DE BARRIL MOVIL CON PARED FINA O GRUESA (RWT-RHT)

La particularidad de esta bomba es que el elemento móvil es el barril con su válvula, en lugar del pistón. En este caso, el pistón está anclado al asiento mediante un tubo hueco denominado tubo de tiro.

Las válvulas fija y móvil están ubicadas en la parte superior del pistón y del barril respectivamente.

El movimiento del barril, en su carrera ascendente y descendente, mantiene la turbulencia del fluido hasta el niple de asiento, imposibilitando que la arena se deposite alrededor de la bomba aprisionándola contra el tubing.

Al tener la válvula viajera en la jaula superior del barril, en caso de pararse el pozo por alguna causa, la válvula se cerrará impidiendo el asentamiento de la arena dentro de la bomba, lo cual es de suma importancia, ya que solo una pequeña cantidad de arena depositada sobre el pistón es suficiente para que este se aprisione al barril, cuando la bomba se ponga en marcha nuevamente.

Las siguientes son importantes ventajas de este diseño:

Las varillas se conectan directamente a la jaula superior del barril, que es mucho más robusta que la jaula superior del pistón.

Ambas válvulas tienen jaulas abiertas que permiten un mayor pasaje de fluido.

Se pueden considerar como limitaciones las siguientes:

No es aconsejable en pozos con bajo nivel dinámico debido a la mayor caída de presión entre el pozo y la cámara de la bomba, producida por la circulación del fluido en el interior del tubo de tiro.

Como la válvula fija esta en el pistón, es de menor dimensión que la válvula fija de una bomba de barril estacionario.

Si, debido a la profundidad, el peso del fluido es importante, puede llegar a pandear el tubo de tiro.

B.3.1.4. BOMBA DE BARRIL DE PARED FINA O GRUESA CON ANCLAJE INFERIOR (RWB-RHB)

En este tipo de bomba, el anclaje esta colocado por debajo de la válvula fija del barril, por lo tanto las presiones dentro y fuera del barril en la carrera descendente son iguales y la profundidad no debiera ser un inconveniente.

Una excepción es el caso en que, por excesiva restricción en la válvula de entrada (fluido muy viscoso u obturación parcial de la válvula), el barril no se llena completamente durante la carrera ascendente, disminuyendo la presión en el interior del mismo y produciendo la falla por abolladura o colapso.

Es ideal para pozos con nivel dinámico de fluido bajo, no solo porque la entrada a la bomba esta muy próxima a la válvula del barril, sino también porque esta válvula es mayor que la correspondiente a la RHT y RWT. Ambas condiciones mejoran notablemente el llenado de la bomba.

El inconveniente mas importante se produce en pozos con presencia de arena, la cual decanta y se deposita entre el barril y el tubing desde el anclaje inferior hasta la parte superior de la bomba, impidiendo la extracción de la misma. Esta situación obliga a la extracción del tubing lleno de petróleo.

Debido a que el barril esta abierto en la parte superior, y en caso de operaciones intermitentes durante la parada del equipo, la arena u otros elementos se pueden introducir en el interior de la bomba, bloqueando el pistón en el arranque.

B.3.1.5. BOMBA DE BARRIL DE PARED FINA CON ANCLAJE SUPERIOR (RWA-RHA):

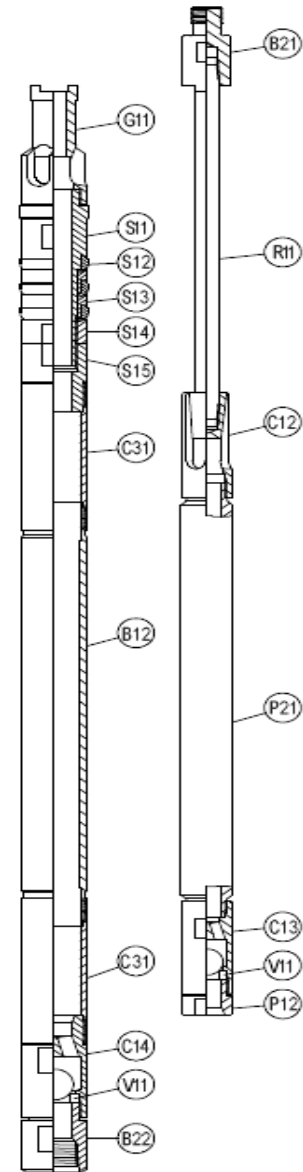
Las bombas de anclaje superior son extensamente usadas en el bombeo de fluidos con arena. Por su diseño, la descarga de fluido de la bomba se produce prácticamente a la altura del anclaje, evitando el depósito de arena sobre el mismo y, por lo tanto, el aprisionamiento de la bomba.

Debe prestarse especial atención en las instalaciones profundas, sobre todo en el caso de barriles de pared fina, ya que la presión interior durante la carrera descendente es a menudo muy superior a la exterior, creando riesgo de reventón del barril.

En esta breve descripción de equipos, ventajas y limitaciones de los mismos, y variedad de aplicaciones, se puede apreciar que la tarea de seleccionar la bomba mas adecuada puede resultar bastante compleja.

Figura B.5. Componentes de las bombas insertables con anclaje superior y barril de pared gruesa (RHA)

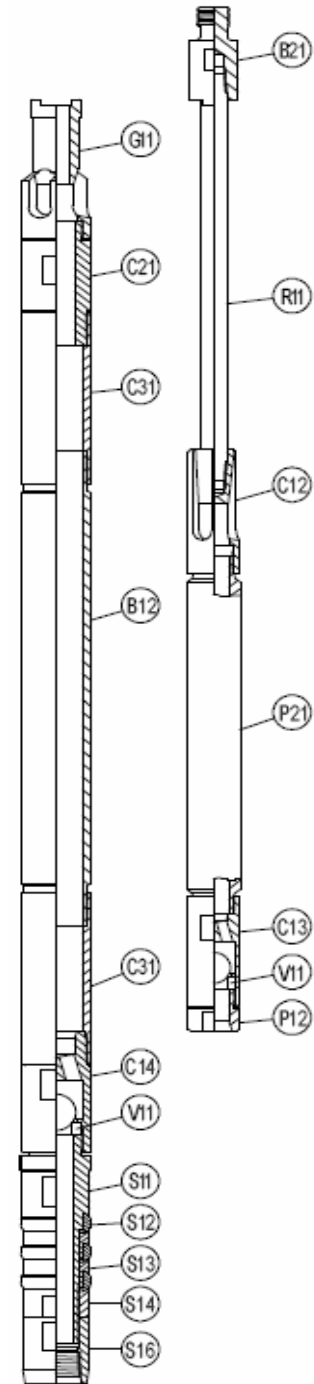
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Barril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
B21	Conector sup. Vástago	B21-20	B21-25	B21-25	B21-30
B22	Conector válvula fija	B22-20	B22-25	B22-25	B22-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C13	Jaula inferior del pistón	C13-125	C13-150	C13-175	C13-225
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20	C14-25	C14-25	C14-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-25	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-175	P12-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
R11	Vástago	R11-20	R11-25	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-25
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S15	Conector anclaje copa	S15-20	S15-25	S15-25	S15-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(estacionaria)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



Fuente. BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura B.6 Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y barril de pared gruesa (RHB)

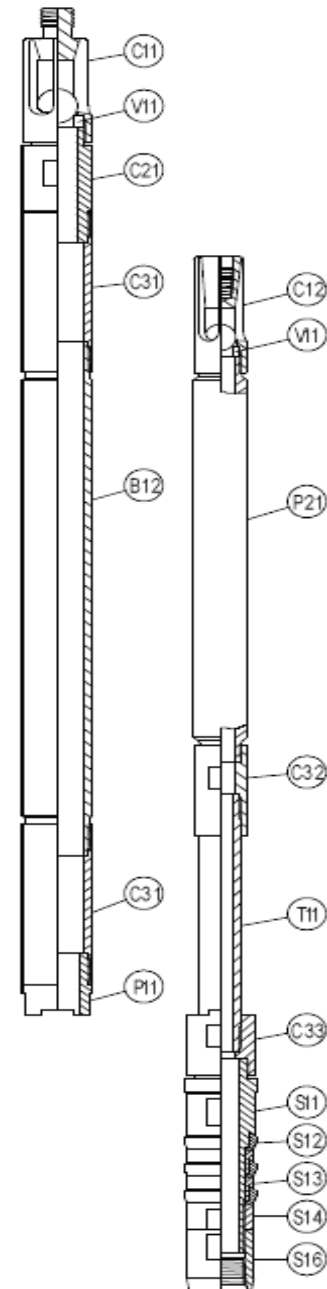
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Barril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
B21	Conector sup. Vástago	B21-20	B21-25	B21-25	B21-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C13	Jaula inferior del pistón	C13-125	C13-150	C13-175	C13-225
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20	C14-25	C14-25	C14-30
C21	Niple conector del barril	C21-20	C21-25	C21-25	C21-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-25	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-175	P12-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
R11	Vástago	R11-20	R11-25	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-30
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-25	S16-25	S16-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(estacionaria)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



Fuente. BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura B.7 Componentes de las bombas insertables de barril móvil de pared gruesa (RHT)

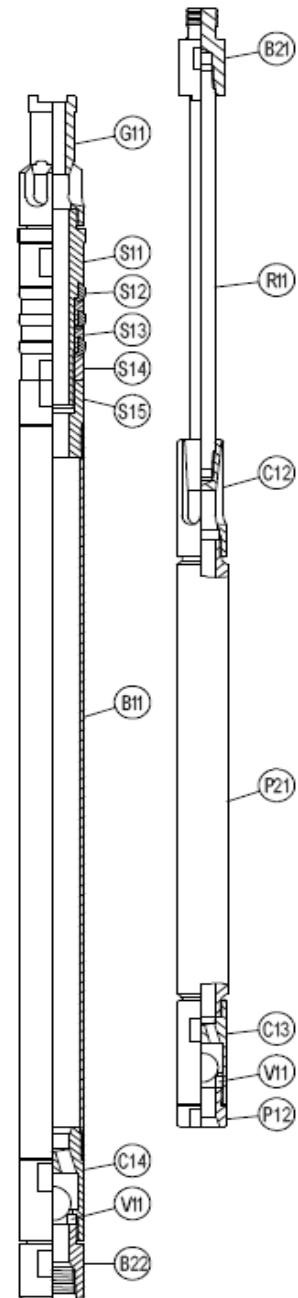
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Barril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
C11	Jaula Superior	C11-20	C11-25	C11-25	C11-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C21	Niple conector del barril	C21-20	C21-25	C21-25	C21-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
C32	Cupla Sup. Tubo de tiro	C32-125	C32-150	C32-175	C32-225
C33	Cupla inf.tubo de tiro	C33-125	C33-150-25	C33-175	C33-225
P11	Tapón tiro	P11-125	P11-150-25	P11-175	P11-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-25
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-25	S16-25	S16-30
T11	Tubo de tiro	T11-125	T11-150	T11-175	T11-225
V11	Válvula (estacionaria)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(viajera)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



Fuente. BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura B.7 Componentes de las bombas insertables con anclaje superior y barril de pared fina (RWA)

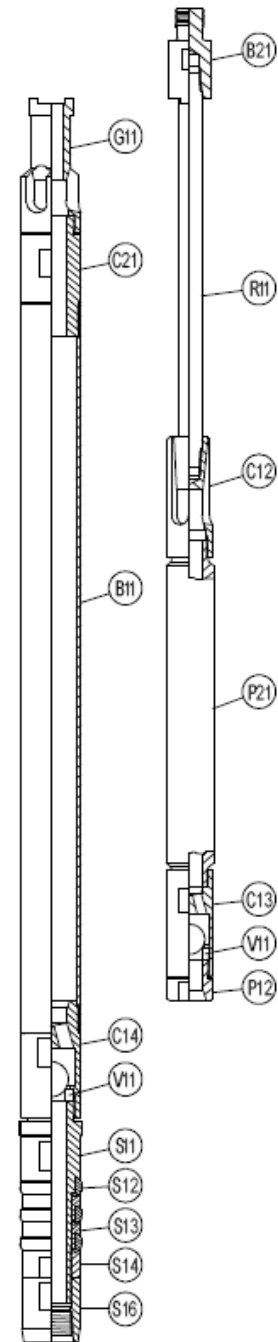
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
B21	Conector superior. Vástago	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
B22	Conector de válvula fija	B22-20	B22-20	B22-25	B22-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Jaula inferior del pistón	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
R11	Vástago	R11-20	R11-20	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20 <td S14-25	S14-30	
S15	Conector anclaje copa	S15-20-125	S15-20	S15-25	S15-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



Fuente. BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura B.8 Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y barril de pared fina (RWB)

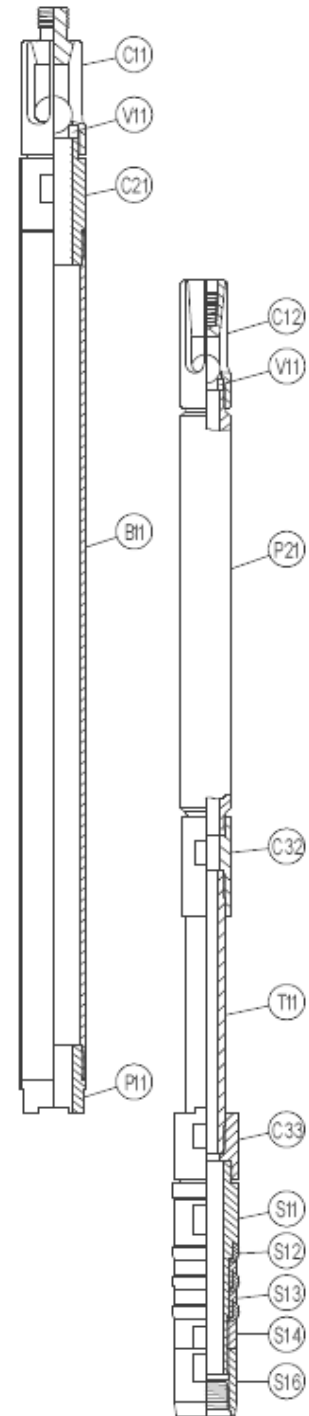
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
B21	Conector superior. Vástago	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Jaula inferior del pistón	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
C21	Niple conector barril	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
R11	Vástago	R11-20	R11-20	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
V11	válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



Fuente. BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura B.9 Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y barril de pared gruesa (RWT)

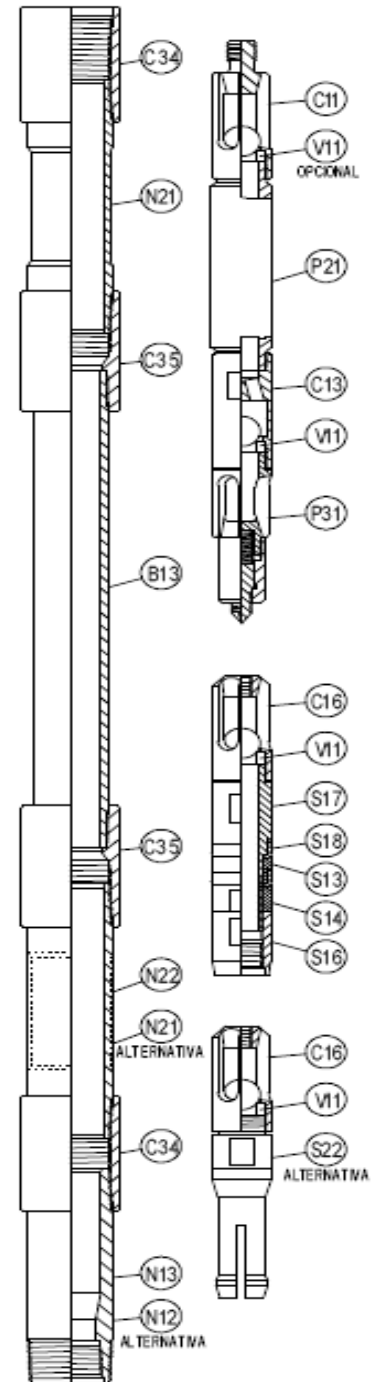
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
C11	Jaula Superior	C11-20	C11-20	C11-25	C11-30
C12	Jaula Superior pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C21	Niple conector barril	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
C32	Cupla sup. Tubo de tiro	C32-125	C32-150	C32-200	C32-250
C33	Cupla inf. Tubo de tiro	C33-125	C33-150-20	C33-200	C33-225
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P11	Tapón tiro	P11-125-15	P11-150-20	P11-200	P11-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
T11	Tubo de tiro	T11-125	T11-150	T11-175	T11-225
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



Fuente. BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura B.10 Componentes de las bombas de tubing (TH)

DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-175	25-225	30-275
B13	Barril de pared gruesa	B13-175	B13-225	B13-275
C11	Jaula Superior pistón	C11-20	C11-25	C11-30
C13	Jaula inferior pistón	C13-175	C13-225	C13-275
C16	Jaula válvula fija	C16-175	C16-225	C16-275
C34	Cupla de tubing	C34-20	C34-25	C34-250
C35	Cupla del barril	C35-20	C35-25	C35-30
N12	Niple de anclaje mecánico	N12-20	N12-25	N12-30
N13	Niple de asiento de copas	N13-20	N13-25	N13-30
N21	Niple de extensión superior	N21-20	N21-25	N21-30
N22	Niple de extensión Inferior	N22-20	N22-25	N22-30
P21	Pistón	P21-175	P21-225	P21-275
P31	Pescador de la válvula fija	P31-175	P31-225	P31-275
S13	Separador de copas	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de Copas	S16-20	S16-25	S16-30
S17	Mandril de anclaje	S17-20	S17-25	S17-30
S18	Copa de anclaje	S18-20	S18-25	S18-30
S22	Anclaje mecánico inferior	S22-20	S22-25	S22-30
V11	Válvula (viajera/estac.)	V11-175	V11-225	V11-250



Fuente. BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

B.4 PROBLEMAS MÁS COMUNES Y SUS SOLUCIONES

B.4.1. GOLPE DE FLUIDO.

Cuando en la carrera ascendente la cámara inferior de la bomba no se llena completamente con líquido, queda en la parte superior de la misma, entre el nivel de fluido y la válvula móvil, una zona de gas de baja presión.

En la correspondiente carrera descendente, la válvula móvil permanece cerrada por efecto del peso de la columna de petróleo, hasta que el pistón hace impacto en la superficie del fluido. A esta condición se llama golpe de fluido, y produce efectos negativos en todo el sistema de bombeo.

Hay tres condiciones que pueden producir el golpe de fluido:

B.4.1.1. Nivel agotado: Ocurre cuando el nivel de fluido no es suficiente para llenar la bomba. Se puede reconocer este estado deteniendo el bombeo unos minutos, y luego comenzando a bombear nuevamente.

Si el llenado de la bomba es satisfactorio durante un lapso de tiempo y luego se vuelve a producir el golpe de fluido, esto confirma que se trata de un caso de nivel agotado.

B.4.1.2. Restricción en la entrada a la bomba: Se produce cuando alguna causa impide o dificulta la entrada del fluido a la bomba, independientemente del nivel de fluido en el pozo. En este caso, aunque detengamos el bombeo unos minutos, al reiniciar la operación, inmediatamente se produce el golpe de fluido.

B.4.1.3. Viscosidad y elevados golpes por minuto: El llenado incompleto de la cámara de la bomba se produce debido a la resistencia al pasaje de fluido por la válvula estacionaria y al caudal exigido por el ritmo de bombeo.

B.4.2. DAÑO PRODUCIDO POR EL GOLPE DE FLUIDO.

La presencia de golpe de fluido durante la operación de bombeo es indeseable. Algunas veces se manifiesta con vibraciones y golpes detectable en superficie; en otros casos, sobre todo en pozos profundos, se visualiza solo en las cartas dinamométricas. Los daños más comunes son:

- Falla por fatiga en la estructura de la unidad de bombeo.
- Falla por fatiga en dientes de la caja y cojinetes.
- Falla por fatiga en la estructura de asiento de la unidad
- Falla por fatiga en las varillas, especialmente en la zona inferior de la sarta, por efecto de los esfuerzos alternativos de compresión y tracción.
- Acelerado deterioro de la válvula móvil y su jaula, rotura de vástago y barril, y fallas en el funcionamiento de la válvula de pie.
- Acelera el desgaste de las roscas del tubing produciendo filtraciones y hasta la rotura del tubing

Para lograr la disminución de los efectos del golpe de fluido, o la eliminación del mismo, se pueden adoptar algunas o todas las acciones que se indican a continuación:

Dimensionar la instalación de manera tal que, con un rendimiento del 80%, extraiga del pozo la cantidad de producción potencial.

En el caso que el equipo esté trabajando con un rendimiento mayor, lo cual es poco probable, el golpe de fluido que ocurre en el primer 20% de la carrera descendente no tiene por lo general graves consecuencias debido a la relativamente pequeña magnitud del mismo, excepto que esté combinado con una profundidad crítica de instalación.

Si el pozo cuenta con una bomba de mayor capacidad que la producción entregada por la capa productiva, debe modificarse alguno de los parámetros que regula el caudal extraído, como ser, carrera del vástago o golpes por minuto.

Utilizar un timer que actúa sobre el motor del equipo, adecuando el tiempo de bombeo a los volúmenes que efectivamente puede aportar al pozo la capa productiva. Normalmente estos periodos de cierre de pozo deben ser de mínima duración, de manera tal que no se produzca un aumento demasiado pronunciado del nivel de fluido en el casing, que podría provocar una reducción de entrada del fluido desde la formación productiva al pozo por efecto de la presión diferencial.

El controlador supervisa el ingreso de fluido mediante el continuo ajuste de sus parámetros de control para contrarrestar el bombeo improductivo y el daño de partes de la bomba. Tanto el apagado como el arranque del sistema de bombeo, se efectúan automáticamente, optimizando continuamente el tiempo de producción.

Se debe tener en cuenta que si el golpe de fluido es provocado por una restricción en la entrada de la bomba, tanto los timers como los fusibles no solucionarán el problema.

B.4.3. INTERFERENCIAS POR GAS.

Cuando la presión de fondo de pozo disminuye a valores suficientemente bajos, en la mayoría de los casos se liberan burbujas de gas, presentándose así una fase gaseosa a la entrada de la bomba. La consecuencia inmediata de este fenómeno es la pérdida de la eficiencia de la bomba debido a que parte de su cámara se ocupa con gas en cada embolada.

B.4.4. GOLPE DE GAS.

Si se incrementa el ingreso de gas libre a la bomba en cantidades suficientes, se pueden producir situaciones indeseables como la de golpe de gas que, aunque mas suave que el golpe de fluido, puede dañar partes de la bomba.

En situaciones como estas, la utilización de controladores de pozo optimizará la producción evitarán el daño de las partes de la bomba. También se recomienda la utilización de piezas especiales para el bombeo de gas, tales como válvulas antibloqueo de gas.

B.4.5. BLOQUEO POR GAS.

Si se continúa incrementando el ingreso de gas libre a la bomba, puede darse la situación que se interrumpa la producción. Esto se debe a que la presión máxima del gas alcanzada durante la carrera descendente, no es suficiente como para abrir la válvula viajera. A su vez, durante la carrera ascendente, la presión dentro de la bomba no se reduce lo suficiente como para que abra la válvula estacionaria. Por ende, dentro de la bomba sólo se comprime y descomprime gas en cada embolada, habiéndose suspendido la producción.

Dispositivos especiales utilizados en la bomba pueden evitar este fenómeno. La utilización de controladores puede permitir detener el bombeo hasta que la presión en el anular permita abrir la válvula estacionaria y así reiniciar el bombeo. De no recuperarse las condiciones para reiniciar y mantener la producción, el controlador detendrá el bombeo evitando el daño de la bomba.

B.4.6. ARENA E INCRUSTACIONES.

Cuando junto al fluido producido entra arena al pozo, se pueden presentar numerosos problemas en los equipos de producción. Para evitar estos inconvenientes es necesario tener en consideración no sólo materiales y diseños especiales para las bombas, sino también experiencia y conocimiento de la zona donde se encuentran los pozos.

Para analizar las posibles soluciones, es necesario conocer la viscosidad del petróleo, granulometría y cantidad de arena por unidad de volumen.

Es conveniente, en estos casos, trabajar por encima de las perforaciones, para permitir que se decante la arena en el flujo ascendente del fluido a través del tubing y antes de la entrada a la bomba.

Las luces (fit) de los pistones dependerán del tamaño de grano de la arena y de la viscosidad del fluido.

La experiencia demuestra que un huelgo pequeño entre barril y pistón evita que se introduzcan granos de arena de mayor dimensión que la diferencia entre los radios. Pero esto no es posible lograrlo cuando el fluido es de una viscosidad tal que nos obliga a huelgos mayores, en cuyo caso se deberá optar por huelgos que permitan el pasaje de la arena y se limita el escurrimiento usando un pistón de mayor longitud.

En las bombas de barril estacionario, es recomendable reemplazar la guía del vástago por alguna válvula del tipo antibloqueo de gas, lo cual evita que, durante la carrera descendente y ante cualquier parada del sistema de bombeo, reingrese la arena al interior del barril.

También se suelen usar en las bombas extensiones, cuyos diámetros son un tanto mayores que el del barril. La longitud de las extensiones, barril y pistón, están calculados para que en cada carrera el pistón se desplace un trecho fuera del barril, produciendo un lavado y evitando que se aprisione por problemas de arena e incrustaciones.

En ciertos lugares, donde se producen agitación del fluido o caídas de presión, se pueden formar depósitos e incrustaciones que tapan tanto la entrada como las diferentes partes de la bomba. Usualmente, este inconveniente se resuelve con tratamientos químicos que previenen o disuelven la formación de estos depósitos.

CORROSÓN.

La corrosión es un serio problema cuando se trata de producir petróleo, en especial si es necesario utilizar métodos artificiales de extracción.

Con el paso de los años, los pozos en producción comienzan a aumentar su contenido de agua, ya sea por causas naturales o por inyección para

recuperación secundaria, y asociada con ella se presentan los primeros signos de corrosión.

Se han desarrollado nuevas tecnologías que permitieron aumentar la profundidad de los pozos, lo cual hizo cada vez más dificultoso controlar la corrosión por métodos químicos, o mediante la utilización de materiales resistentes a la corrosión capaces de admitir las tensiones impuestas a las bombas por las nuevas profundidades.

Cuando hay corrosión, no es posible eliminarla totalmente sino que se trata de reducir el daño a valores aceptables en términos técnico-económicos. En general, la corrosión dependerá del Ph y del porcentaje de contenido de agua. También intervienen factores como la temperatura de fondo de pozo y la posibilidad de contaminación con gases ácidos tales como CO₂ y/o H₂S.

Cuando se está en presencia de un pozo corrosivo, lo primero a tener en cuenta es el desarrollo de un programa de aplicación de inhibidores.

En el sistema de extracción por bombeo mecánico, la bomba de profundidad es una de las partes mas difíciles de proteger mediante el uso de inhibidores; a pesar de que el exterior de la misma sea beneficiado con la protección del inhibidor, en el interior existen problemas asociados a la velocidad de circulación del fluido, la erosión y la cavitación, que afectan negativamente la performance del producto químico.

No obstante, si el acceso del inhibidor a las áreas afectadas es dificultoso y la durabilidad del equipo es fundamental, el uso de metales resistentes a la corrosión es una alternativa necesaria.

ANEXO C

INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE Y BUEN MANEJO DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO SEGÚN NORMA API 11AR

Con las siguientes recomendaciones se quiere dar a conocer el cuidado que se debe tener con la bomba de subsuelo, desde su llegada al taller de bombas, reparación y ensamble, su almacenamiento hasta su posterior transporte al pozo por parte de los encargados de efectuar esta operación.

Se describe paso a paso todo lo relacionado al cuidado de las bombas para su protección en el taller hasta los equipos adecuados para su transporte hasta el pozo y como debe ser su instalación en el mismo.

Estas pautas deben contemplarse siempre que se requiera efectuar el transporte de las bombas que salen del taller hacia el pozo a la cual se asigno.

El objeto de estas prácticas es concientizar al personal encargado de la operación de las buenas prácticas que se deben efectuar en el transporte de la bomba para ofrecer un cuidado optimo de la misma, lo cual garantiza el buen funcionamiento de esta y el hecho de no generar problemas a futuro que incurran en gastos innecesarios a la compañía.

C.1 Practicas de Seguridad

C.1.1 Vehículos.

- a. Seleccionar el tipo de transporte adecuado según el peso y dimensión de la bomba.

- b. Revisar que el vehículo y su trailer se encuentre en óptimas condiciones tanto eléctricas como mecánicas
- c. Parquear el vehículo en reversa, ubicando el trailer de tal forma que se mantenga un área de tránsito adecuada para el cargue o descargue.

C.1.2 Bombas

- a. Proteger los extremos de la bomba con papel parafinado para evitar la entrada de material extraño o polvo durante el transporte.
- b. Bombas RWBC, fijar (amarrar) la varilla del pistón a la jaula abierta del barril (cage open barrel), para evitar que se salga durante el transporte
- c. Bombas TH, amarrar el pistón (pony) al barril para evitar que se salga durante el transporte.
- d. Evitar que las partes roscadas, partes de enrosque o el anclaje queden sobre los puntos de soporte
- e. Verificar al momento de descargar que se mantenga la condición de torque aplicada en el taller

C.1.3 GENERALES

- a. Utilizar los burros a la altura adecuada para manejar la bomba durante el cargue en el trailer.
- b. Manejar cuidadosamente y observando las normas de seguridad
- c. Extremar las medidas de seguridad para el caso de transportes nocturnos.
- d. Utilizar señales de seguridad y encender luces medias y de parqueo durante el transporte
- e. Para descargar en la localización, se debe parquear siempre en reversa, dirigiendo el pony rod hacia la cabeza del pozo
- f. Descargar en burros, haciendo un adecuado manejo del riesgo (daños, golpes etc.)

C.1.4 SELECCIÓN DEL TRANSPORTE SEGÚN LONGITUD Y PESO DE LA BOMBA

- a. Si la longitud total de la bomba (incluyendo extensiones) es menor a 20 ft, y su peso inferior a 200kg, se debe utilizar trailer pequeño (7 m. aproximadamente)
- b. Si la longitud total de la bomba (incluyendo extensiones) está entre 20 ft y 30 ft, y su peso no supera los 300 Kg., se debe utilizar trailer mediano (10 m. aproximadamente). Si la longitud de la bomba es superior a 30 ft, y su peso es mayor a 300 Kg., se debe utilizar tracto mula (12 m. aproximadamente).

C.1.5 MINIMOS PUNTOS DE SOPORTE DURANTE EL TRANSPORTE

- a. Durante el manejo y transporte de bombas de 16 ft y superiores, es importante que queden debidamente soportadas para evitar daños. Para longitudes durante el transporte deben existir mínimo tres puntos de apoyo (soportes)
- b. Longitudes menores de 16 ft (incluyendo pistones) deben existir mínimo dos puntos de apoyo (soportes)

C1.6 AMARRE DE LAS BOMBAS

- a. Utilizar manila o material similar de suficiente longitud para dar tres vueltas como mínimo, de acuerdo al diámetro de la bomba

C.1.7 PROCESO DE LEVANTAMIENTO Y BAJADA DE LA BOMBA AL POZO

- a. Colocar el elevador de la varilla en el pony rod de la bomba, levantando suavemente y a la vez coleando la bomba, para que la varilla del recorrido no salga bruscamente y el pistón golpee en la parte interna de la bomba.
- b. Introducir la bomba en la tubería de producción teniendo cuidado de no friccionar o golpear las copas
- c. Bajar la sarta de varillas
- d. La cuadrilla de limpieza de pozo no debe manipular ninguna de las partes de la bomba de subsuelo, ya que éstas son bastantes delicadas y han sido armadas con herramientas diseñadas especialmente para ello. Las llaves de tubo y similares pueden causar daños irreparables en el barril, pistón, jaulas, etc.

C.2 PRACTICAS PARA REPARACION DE LAS BOMBAS TH-TP

C.2.1 CONSIGNAS DE SEGURIDAD

- a. utilizar el equipo de seguridad, botas, guantes, casco, gafas y demás elementos acordes con el trabajo que esté realizando
- b. Utilizar guantes para manipular solventes como el varsol y protectores respiratorios para el uso de solventes
- c. Aplicar el torque apropiadamente
- d. Limpiar las llaves

C.2.2 CONJUNTO DEL BARRIL

- a. Limpiar, lavar bien la parte externa del conjunto del barril
- b. Seleccionar los bloques de fricción apropiados para soportarlo
- c. Aguantar en el coupling de la extensión inferior, soltar y quitar la nipplesilla. Para bombas TP soltar la extensión del barril inferior y remover la nipplesilla.

- d. Aguantar la extensión inferior, soltar y quitar el coupling del mismo.
- e. Aguanta en el “coupling barrel” inferior, soltar y quitar el niple o extensión inferior.
- f. Aguantar la extensión superior y quitar el coupling del mismo
- g. Aguantar el coupling del barril y remover la extensión superior
- h. Asegurar el barril en la prensa de fricción, soltar y quitar los acoples superior e inferior del barril.
- i. Limpiar completamente todas las partes desarmadas.

C.2.3 CONJUNTO DE PISTÓN Y VÁLVULA FIJA

- a. Seleccionar los bloques de fricción apropiados
- b. Utilizar las llaves apropiadas para soltar o desconectar el “hola down” de la válvula fija
- c. Remover la bola y el asiento
- d. Aguantar el “hole down bushing” y soltar el mandril
- e. Asegurar bien el pistón en la prensa de fricción o aguantar en el bushing superior del pistón y soltar y remover la jaula superior. Remover bola y asiento si tiene
- f. Aguantar en la parte inferior del pistón, o en el bushing (pistones-caja-caja) o en la jaula (pistones-pin-pin) y remover el pescante de la válvula fija
- g. Asegurar el pistón en la prensa o aguantar en el bushing inferior del pistón, aflojar y remover la caja inferior del pistón, bola asiento si los tiene.
- h. Para conjunto de pistones de copas, aguantar en el bushing superior y aflojar y desenroscar el bushing inferior y la tuerca del pistón
- i. Remover todos los anillos, copas y empaques desechándolos
- j. Limpiar perfectamente todas las partes desarmadas.

C.3 INSPECCION POR PARTES

C.3.1 CONJUNTO BARRIL

- a. Inspeccionar diámetro interno y roscas de la niplesilla
- b. Si la superficie de asentamiento está cortada por fluido, picad o corroída, o las roscas malas reemplácelas
- c. En caso de niplesilla de copas, el diámetro interno debe ser suave y sin corrosión. El desgaste total acumulado del pistón y del barril se debe tener en cuenta cuando se vayan a efectuar reemplazos individuales.
- d. Inspeccionar todas las roscas de las extensiones superior e inferior observando daños, cortes, desgastes, etc. Si presenta algunos de los problemas mencionados cámbielos.
- e. Inspeccionar los couplings del barril para bombas TH, estos couplings deben tener las caras internas de los hombros pulidas y suaves con roscas en buenas condiciones. Reemplazar si se observa mal una de las condiciones anteriores
- f. Los coupling barrel para bombas TP tienen roscas “tappered” estas deben estar en buenas condiciones en los extremos. Reemplazarlos si las roscas están cortadas por fluido, corrosión etc.
- g. Limpiar rigurosamente el barril, remover todo el aceite, arena, cera, parafina, carbonatos, etc.
- h. Inspeccionar el diámetro interno, observar rayones, desgastes en exceso a 0.005” sobre el nominal se debe considerar reemplazarlos. Las medidas de calibración del barril, pie a pie, deben ser consignadas en el reporte borrador de reparación.
- i. Inspeccionar las caras del barril. Ambos extremos deben tener superficies lisas, suaves y libres de cortes o corrosión. Reemplazarlos si hay dudas.
- j. En caso de barriles para bombas TP el diámetro interno debe ser liso y suave. Si la pared tiene desgaste en exceso de 0.010” sobre el nominal se debe reemplazar el barril.

- k. Para el caso de barriles cromados internamente, asegurarse que no existen rayones ni picaduras profundas en la superficie cromada
- l. Una vez limpio e inspeccionado, o reemplazado y limpio lubricar ligeramente con aceite liviano para motor o aceite de turbina
- m. Inspeccionar las bolas y asientos. Efectuar prueba de vacío y reemplazarlas si es necesario
- n. Inspeccionar todas las jaulas, observando desgaste, estado de las roscas, superficies de asentamiento y las guías de la bola. Si las guías internas de las jaulas están desgastadas por debajo de 2/3 de su espesor original, se debe considerar el cambio de jaula.
- o. Inspeccionar el anillo de asentamiento del hold-down, si está rayado, golpeado o cortado por fluido se debe cambiar
- p. Para hola down de copas inspeccione todos sus componentes y cámbielos si es necesario
- q. Inspeccione todas las roscas de los couplings que conectan al tubing, si están desgastadas, cortadas por fluidos o deformadas, reemplácelos.
- r. Inspeccione todos los diámetros internos de los nicles de extensión, chequeando corrosión o erosión reemplácelos si es necesario.

C.3.2 CONJUNTO PISTÓN Y VÁLVULA FIJA

- a. Seleccionar los bloques de fricción adecuados
- b. Utilizar las llaves apropiadas para soltar o desconectar el hola down de la válvula fija
- c. Remover la bola y el asiento
- d. Aguantar en el hola down bushing y soltar el mandril y el anillo de asiento o sello.
- e. Asegurar bien el pistón en la prensa de fricción o aguantar en el bushing superior del pistón y soltar y remover la jaula superior. Remover bola y asiento si tiene

- f. Aguantar en la parte inferior del pistón, o en el bushing (pistones caja-caja) o en la jaula (pistones pin-pin) y remover el pescante de la válvula fija
- g. Asegurar el pistón en la prensa o aguantar en el bushing inferior del pistón, aflojar y remover la caja inferior del pistón, bola y asiento si lo tiene
- h. Para un conjunto de pistones de copas, aguantar en el bushing superior y aflojar y desenroscar el bushing inferior y la tuerca del pistón
- i. Remover todos los anillos, copas y empaques, desecharlos.
- j. Limpiar rigurosamente todas las partes desarmadas.

C.3.3 ENSAMBLE DE LAS BOMBAS TH O TP

- a. Utilizar compuesto de roscas de buena calidad
- b. Asegure el barril de la bomba en la prensa de fricción, utilizando los bloques de fricción apropiados
- c. Roscar y apretar los coupling barrel superior e inferior al barril
- d. Aguantar en el coupling barrel inferior, roscar y apretar la extensión inferior
- e. Aguantar en la extensión inferior, anteriormente apretada, roscar y apretar el coupling
- f. Aguantar en el coupling barrel superior, roscar y apretar la extensión superior
- g. Aguantar en la extensión superior anteriormente apretada, roscar y apretar el coupling superior
- h. Lubricar el barril internamente
- i. Seleccionar las llaves apropiadas y asegurar el mandril del hold down o el bushing.
- j. Colocar la bola y el asiento dentro de la jaula de la válvula fija, armar y apretar al bushing o al mandril

- k. Si el hold down es de copas, armar con copas nuevas y anillos de asentamiento. Asegurar la tuerca de las copas con el bushing inferior
- l. Si el hold down es mecánico, armar con anillo metálico nuevo el mandril y apretar el bushing inferior
- m. Diligencie el check list de armado correspondiente al conjunto del barril
- n. Realice la prueba hidrostática del barril a 1200 psi. Si la presión se mantiene constante por 15 minutos continúe con el siguiente ítem. Pero si da paso proceda a desarmar el conjunto, inspeccione nuevamente las partes y proceda a realizar de nuevo el ensamble y la prueba hidrostática
- o. Asegurar el pistón en la prensa de fricción. Instalar bola y asiento en la jaula superior, si se va a instalar arme tanto la jaula superior como la inferior al pistón, apriételas seguramente
- p. Si se utiliza pistón de copas, aguante el bushing superior del pistón y rosque la jaula superior como se mencionó en el numeral anterior
- q. Armar todas las copas o anillos nuevos, apretándolos con suficiente torque para ajustarlos apropiadamente.
- r. Si la bola y asiento de la válvula viajera se coloca en una jaula cerrada en la parte inferior del pistón, coloque la bola y asiento, el pescante o retenedor del asiento
- s. Lubricar ligeramente la válvula fija anteriormente ensamblada y colóquela dentro del conjunto del barril
- t. Utilizando un pony rod, de suficiente longitud, mueva el conjunto de pistón, dentro del barril anteriormente lubricado, varias veces. Dicho recorrido debe ser suave
- u. Termine de diligenciar el formato de check listo de armado
- v. De una manera segura amarre el conjunto del pistón al conjunto del barril, tapando con el papel encerado los extremos tanto del barril como del pistón
- w. Diligencie y coloque la tarjeta de identificación de la bomba, con la firma del técnico que realizó la reparación

- x. Proceda a elaborar el ticket de reparación y de costos dirigidos al cliente
- y. Con el ticket anterior continúe realizando los movimientos en el kardex de bombas, kardex de pozo y base de datos.
- z. Si la bomba se lleva al pozo, una vez llegue al punto de entrega, proceda a diligenciar con el cliente el check list de entrega y obtenga la firma respectiva del cliente junto con la calificación del servicio

C.4 INSTRUCTIVO REPARACIÓN BOMBAS INSERTABLES RHA – RHB

C.4.1 CONSIGNAS DE SEGURIDAD

- a. Utilizar el equipo de seguridad, botas guantes, casco, gafas y demás elementos acordes con el trabajo que este realizando
- b. Utilizar guantes para manipular solventes como el varsol y protectores respiratorios para el uso de solventes
- c. Aplicar el torque apropiadamente
- d. Limpiar las llaves

C.4.2 DEENSAMBLE DE BOMBAS INSERTABLES RHA O RHB

- a. Limpiar perfectamente la parte exterior de la bomba
- b. Seleccionar apropiadamente los bloques o tacos de prensado para la bomba a repera, de tal forma que coincidan con el diámetro externo de la extensión del barril y asegurar la bomba dentro de los bloques o torques
- c. Colocar la prensa lo mas cerca posible a los extremos de las extensiones
- d. Aflojar la jaula de la válvula estacionaria (extremo inferior del barril) y desenroscar el asiento retenedor, el anclaje si es RHB o la jaula de la válvula compuesta o doble

- e. Retirar el asiento y la bola de la jaula inferior
- f. Con el barril asegurado procesa a retirar pieza a pieza las partes correspondientes al ensamble superior del barril si es RHA, la guía superior y el mecanismo conector
- g. Liberar la presión ejercida por la prensa en las extensiones y colocar la bomba en los brazos de la prensa. Seleccionar los bloques o tacos correspondientes al diámetro del barril, desplace las prensas cerca de los extremos del barril, desplace las prensas cerca de los extremos del barril y colocar la bomba nuevamente en los bloques, proceda a asegurar perfectamente el barril en las prensas.
- h. Soltar y retirar las extensiones del barril de la bomba
- i. Halar el mecanismo o ensamble de varilla-pistón liberando antes la prensa que asegura la parte superior del barril
- j. Asegurar el ensamble del pistón en la prensa de émbolos, los puntos de apoyo (prensas) deben estar lo mas cercano posible a los extremos del barril y antes de sujetarlo, asegúrese que el pistón este limpio de todo material extraño en la superficie exterior.
- k. Aflojar la jaula de la válvula viajera, de la parte inferior del pistón, sujetar y retirar el asiento retenedor o jaula compuesta.
- l. Remover la bola y el asiento de la jaula de la válvula viajera
- m. Asegurar firmemente el pistón en los bloques o tacos de la prensa, soltar y retirar la jaula superior del émbolo o pistón.
- n. Mientras el pistón se encuentra en posición fija, soltar y remover la jaula de la válvula viajera
- o. Limpiar perfectamente pieza a pieza, prestando mucha atención mientras lo hace a cualquier material extraño, deformaciones, corrosión abrasión y estado general de las roscas

C.4.3 ANCLAJE INFERIOR PARA TRABAJO PESADO RHBM

- a. Inspeccionar el cuerpo, superficies de sello de bronce, o ring de acero inoxidable y pinza de anclaje y ángulo de cierre.
- b. Si la superficie de sentamiento esta picada, desgastada o tiene cortes de fluido, reemplácela
- c. Si el mandril de cierre muestra desgaste, reemplácelo

C.4.4 ANCLAJE DE COPAS

- a. Desmontar completamente y desechar las copas de asiento viejas, reemplácelas por un juego nuevo
- b. Inspeccionar que las roscas estén libres de corrosión, hilos rotos, rasgados o superficies de sello deformes golpeadas o rayadas profundamente
- c. Reemplazar las partes desgastadas
- d. Siempre reemplazar las copas de sentamiento

C.4.5 ANCLAJE SUPERIOR (RHAM, RMAC)

- a. Desmontar completamente, desarmar, desechar las copas de asientos viejas, reemplácelas por un juego nuevo.
- b. Inspeccionar que las roscas estén libres de corrosión, hilos rotos rasgados o superficies de sello deformes, golpeadas o rayadas profundamente
- c. Reemplazar las partes desgastadas
- d. Siempre reemplazar las copas de sentamiento
- e. Si el anclaje es mecánico RHAM, inspeccionar el cuerpo, superficies de sello de bronce o acero inoxidable “ring” y ángulo de cierre
- f. Si la superficie de sentamiento está picada, desgastada o tiene cortes de fluido, reemplácela
- g. Si el mandril muestra desgaste reemplácelo

C.4.6 BOLAS, ASIENTOS Y JAULAS DE LA VÁLVULA FIJA O ESTACIONARIA

- a. Limpiar y probar al vacío las bolas y asientos, reemplácelos si la prueba no es satisfactoria
- b. Si las guías de la bola dentro de la jaula están desgastadas o deformadas y donde sean menores que 2/3 de espesor original, la jaula debe ser reemplazada
- c. Todas las superficies de sello (exteriores y base de roscas) y bases de asiento interiores deben estar limpias y libres de cualquier corte, superficies corrugadas o si las roscas están en mal estado, estas piezas deben ser reemplazadas.

C.4.7 INSPECCION DEL BARRIL DE LA BOMBA

- a. Limpiar cuidadosamente, removiendo todo indicio de aceite, parafina, arena escamas o costras presentes
- b. El calibrador de barriles indicara el desgaste. Las medidas de calibración del barril, pie a pie, deben ser consignadas en el reporte borrador de reparación
- c. Si el desgaste refleja 0.005" por encima del diámetro interior nominal del barril, deberá ser reemplazado
- d. Cortes de arena, raspaduras o cavidades, hendimientos o deterioro corrosivo del diámetro interno del barril indica que su reemplazo es necesario.
- e. Verificar cada extremo de la extensión del barril por superficies de sello o roscas en mal estado
- f. Verificar y examinar las superficies del barril
- g. Si las superficies del barril o extensión presenta cortes de fluido o raspaduras deberán ser reemplazados

- h. Verificar el diámetro interno de la extensión por acción corrosiva o erosiva. Si más de 1/3 del espesor original de la pared está gastado, su reemplazo debe ser considerado.

C.4.8 INSPECCIÓN DEL TAPÓN RETENEDOR DE LA VÁLVULA VIAJERA DEL PISTÓN

- a. Inspeccionar las roscas y superficies, si presentan cortes reemplácelo

C.4.9 BOLAS, ASIENTOS Y JAULA DE LA VÁLVULA VIAJERA

- a. Limpiar perfectamente y efectúe la prueba reglamentaria a las bolas y asientos en la bomba de succión. Reemplácelo si el resultado de la prueba es negativo
- b. Si las guías de la bola en el interior de la jaula están gastadas o deformadas hasta el punto que menos de 2/3 del espesor original de la pared permanece, la jaula deberá ser reemplazada.

C.4.10 INSPECCIÓN DEL PISTÓN

- a. Limpiar perfectamente el pistón tanto interna como exteriormente
- b. Inspeccionar la superficie y usar micrómetro con aproximación de milésimas de pulgada o mayor si es posible, para determinar el diámetro externo del pistón. La medida de calibración cada 6 pulgadas, debe registrarse en el formato de reporte borrador de reparación.
- c. Si el desgaste del diámetro exterior es 0.002" a 0.003" por debajo del ajuste del diámetro externo del pistón a lo largo de la mayoría de su longitud, el pistón deberá ser reemplazado
- d. Cortes de arena, raspaduras, ralladuras, picaduras o desgaste total en su superficie, el pistón debe reemplazarse

- e. Verificar las rosca (pines y cajas) y no deben ser corridas nuevamente si cualquier acción corrosiva está presente.

C.4.11 ENSAMBLE DE BOMBAS INSERTABLES RHA O RHB

- a. Usar grasa de buena calidad en todas las roscas
- b. Armar el mecanismo de la varilla de la válvula
- c. Asegurar el pistón en la prensa de émbolo, armar el mecanismo de la varilla en la parte superior, apretar y ajustar al torque recomendado. Ajustar y apretar la jaula de la válvula viajera en la parte inferior del pistón
- d. Colocar la bola y el asiento en la jaula de la válvula viajera en el siguiente orden jaula-bola-asiento. Colocar, ajustar y apretar el tapón retenedor.
- e. Diligenciar el formato de check list de armado correspondiente al conjunto del pistón
- f. Limpiar, lubricar perfectamente el barril de la bomba
- g. Liberar el pistón de la prensa, lubricar el émbolo con aceite de motor liviano o aceite de turbina
- h. Asegurar el barril en las prensas apropiadas, sujetándolo lo mas cercano posible a los extremos, y colocar las extensiones en ambos extremos ajustándolos al torque apropiado.
- i. Colocar el barril en los brazos de las prensas y cambie los tacos o bloques apropiados para apoyar el ensamble en las extensiones, ajustar la prensa en las extensiones y proseguir con el ensamble
- j. Insertar el ensamble del pistón en el barril y hacer el recorrido total, el recorrido debe ser suave en toda su longitud
- k. Con el ensamble del pistón y válvula de varilla, asegurar el barril en los tacos bloques de fricción y apretar el ensamble de anclaje superior si es RHA, el conector y la guía

- l. Empujar el ensamble de varilla-pistón completamente hasta que engrane en el coupling de engranaje de la guía de la varilla
- m. Verificar el extremo inferior de la bomba y asegúrese que el tapón retenedor del ensamble del pistón no este a mas de 2" de fondo. Se recomienda reemplazar la varilla por una más larga. Si el ensamble del pistón está a menos de ¼ de pulgada del fondo del barril. Cambiar la varilla de la válvula o del pistón por una mas corta
- n. Instalar la jaula de la válvula fija o estacionario en el barril de la bomba y apretar.
- o. Instalar y ajustar el tapón retenedor, si es RHB, armar e instalar el ensamble del anclaje inferior y conector, ajustar al torque apropiado
- p. Verificar que cada pieza esté ajustada al torque recomendado, aplicando el check list de armado de las bombas
- q. Liberar la presión ejercida sobre el barril por las prensas, y saque o hale nuevamente la varilla para asegurar un recorrido suave. Medir y registrar la longitud total de carrera o recorrido libre. Realice la prueba de succión de la bomba con fluido o halando rápidamente del pony rod y colocando la mano en el extremo inferior de la bomba
- r. Amarrar el mecanismo de la varilla del pistón a la guía superior, envuelva cada punta del mecanismo de la bomba
- s. Llene la tarjeta de reparación de la bomba con la respectiva firma del técnico responsable de la reparación
- t. Proceda a elaborar el tiquete de reparación y de costos dirigidos al cliente
- u. Con el tiquete anterior continúe realizando los movimientos en el kardex de bombas, kardex de pozo y base de datos.
- v. Si la bomba se lleva al pozo, una vez llegue al punto de entrega, proceda a diligenciar con el cliente el check list de entrega y obtenga la firma respectiva del cliente junto con la calificación del servicio.

ANEXO D

MUESTRA FOTOGRÁFICA DE FALLAS EN LOS COMPONENTES DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO

D.1 FALLAS DE COMPONENTES EN BOMBAS DE SUBSUELO

En sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico, es común que se presenten fallas en los componentes de subsuelo como varillas, tubería y bombas, en este documento se observan los diferentes componentes fallados en las bombas de subsuelo, debido a causas propias del pozo y agentes externos.

Las fallas más comunes en las bombas de subsuelo se relacionan con el aporte de arena proveniente del pozo, la presencia de gas, el efecto combinado de estos dos con altos cortes de agua, los cuales son ambientes propicios para la corrosión, (*Sand blasting*) y el desgaste de piezas, todas estas fallas se catalogan como generadas por el pozo; existe otra clasificación de fallas ocasionadas por operaciones inadecuadas.

El objeto de este anexo es describir estos problemas, a través de las experiencias vividas, argumentadas con registros fotográficos.

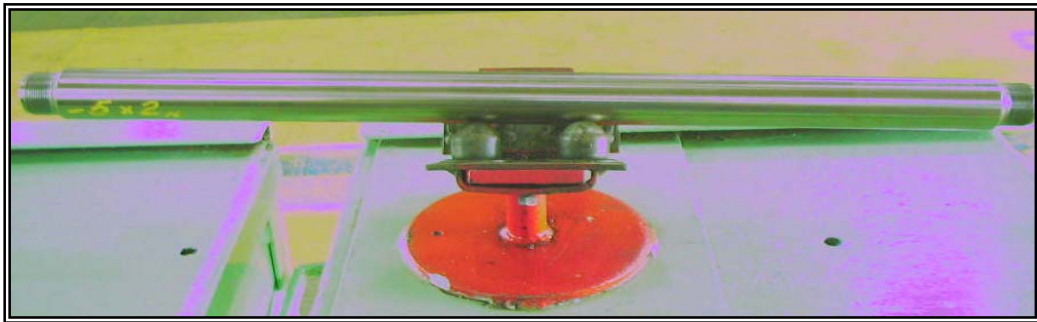
D.2 ARENA

Es el elemento predominante en la producción de un pozo de petróleo y máxime cuando este es nuevo o ha sido sometido a alguna operación de reacondicionamiento. Su proporción disminuye con el paso del tiempo o puede llegar a aumentar, durante el desarrollo de un recobro por inyección. La arena es un componente que genera abrasión, en los componentes de la bomba,

como el barril, pistón y cortes cuando se acompaña del gas producido del pozo, esta situación de corte o (Sand Blasting) se ve mas acentuada en partes, como válvulas V11, cuya configuración es una bola y asiento las cuales sufren daños que obligan a sustituir las por completo.

Otra situación que se presenta por la arena son las bombas pegadas, las cuales en su interior están completamente llenas de arena y en ocasiones es necesario darlas de baja dada la complejidad del problema.

Figura D1. Pistón nuevo



Fuente. El autor

Representado en la figura D1, se observa la sección de un pistón en perfecto estado (nuevo), antes de ser enviado al pozo.

En la figura D2, se observa el efecto de daño ocasionado por la presencia de arena en el pozo, los granos de arena generan entallas en la superficie del pistón lo cual ocasiona pérdida de eficiencia de la bomba, (menor producción) que obliga a retirarlo y reemplazarlo por otro nuevo.

Figura D2. Pistón afectado por la arena



Fuente. El autor

En las figuras D3 y D4, se describe el efecto de bomba pegada por presencia de arena, esto ocasiona mayor dificultad para la reparación de la bomba y en repetidas situaciones, esta se mantiene presionada por el gas acumulado en el cuerpo de la bomba, lo cual se convierte en una situación de riesgo para el operario; lo recomendado en estos casos es desensamblar la bomba por la parte inferior de esta (válvula fija) según lo estipulado en la norma API 11AR referente al mantenimiento y cuidado de las bombas de subsuelo.

Figura D3. Bomba pegada

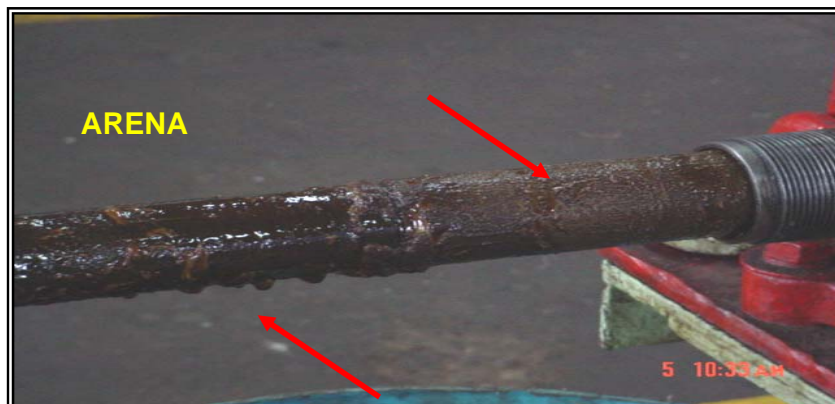
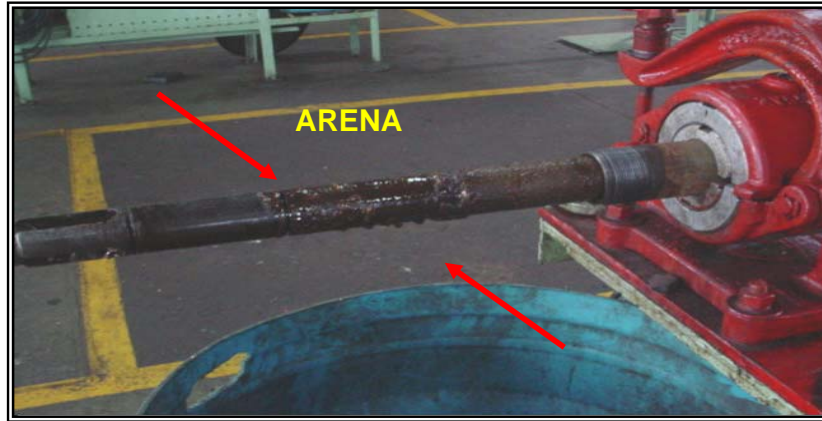


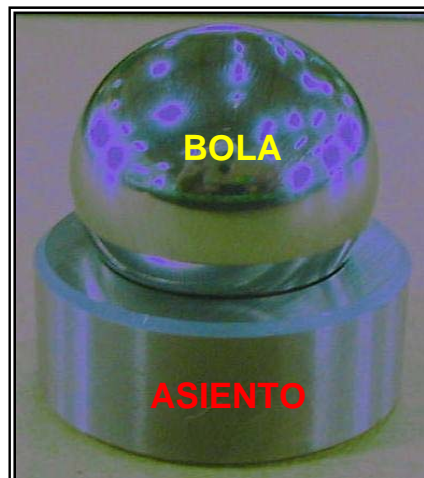
Figura D4. Bomba pegada



Fuente. El autor

Otro tipo de problema ocasionado por la presencia de arena se presenta en las válvulas de la bomba V11 este conjunto asiento y bola se representa en la figura C5, para esta figura la válvula es nueva.

Figura D5. Conjunto bola-asiento nuevo



Fuente. El autor

Las figuras D6 y D7 muestran el efecto combinado de arena y gas afectando la superficie del asiento de la válvula y bola, ambas de acero desgastadas por efecto de la abrasión; lo recomendable para contrarrestar estos problemas es utilizar válvulas de carburo de tungsteno C1 y carburo de titanio C3 según API 11 AR.

Figura D6. Asiento desgastado por el gas y la arena



Fuente. El autor

Figura D7. Bola desgastada por el gas y la arena



Fuente. El autor

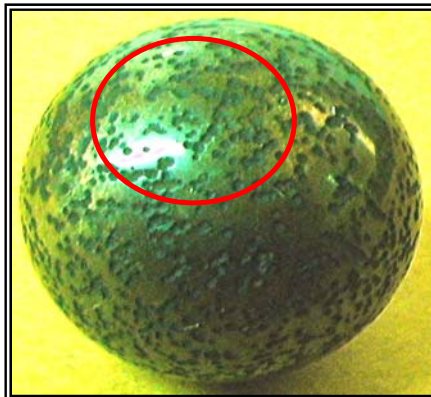
Los asientos y bolas desgastados es otro efecto de la arena manifestado en la severa abrasión, las figuras D8 y D9 son representaciones de este tipo de daño ocasionado en las válvulas de la bomba.

Figura D8. Válvula porosa



Fuente. El autor

Figura D9. Bola porosa



Fuente. El autor

En las figuras D10 y D11, se muestran de forma leve el daño causado por la arena en el conjunto asiento y bola de una válvula de acero, se observa

desgaste en el sello del asiento con la bola, además de la generación de poros en la superficie de la bola lo cual hace que esta pierda capacidad de sellado con la superficie del asiento.

Figura D10. Válvula porosa y desgastada



Fuente. El autor

Figura D11. Asiento poroso y desgastado



Fuente. El autor

D.3 CORROSIÓN

Este es otro tipo de problema común que se presenta en los pozos de petróleo, cuando estos aumentan su producción de agua con el pasar del tiempo, esto se manifiesta en el deterioro y fragilización de piezas que conforman el sistema de bombeo; en el campo La Cira-Infantas se maneja en promedio un corte de agua superior al 60%, siendo esto un causal para generar ambientes corrosivos, aun así en este campo la corrosión no es un problema acentuado, pero se presentan casos puntuales que deben ser objeto investigación y estudio. Recordando, que la corrosividad del fluido es debida a la presencia de ácido sulfhídrico (H_2S) y anhídrido carbónico (CO_2), mas el contenido salino del agua de formación.

En la figura D12 se aprecia una sección de la varilla de recorrido de una bomba tipo RHA-RHB, cuyo material de fabricación es A3, dureza de 55 a 62 HRA (Low alloy Steel) baja aleación de acero, este tipo de corrosión localizada se da al parecer por la presencia de H_2S y CO_2 producidos en el pozo, se debe resaltar que antes de tomar decisiones respecto a los componentes de la bomba, se recomienda, la aplicación de inhibidores de corrosión para controlar este problema en el pozo.

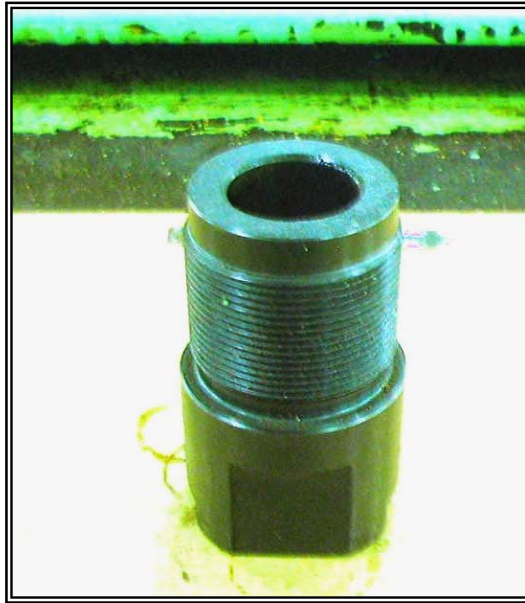
Figura D12. Corrosión localizada en varilla de recorrido de bomba (R11)



Fuente. El autor.

La figura D13 muestra un componente nuevo de una bomba RWTC denominado P11 según norma API 11AX o tapón tiro.

Figura D13. Tapón tiro



Fuente. El autor

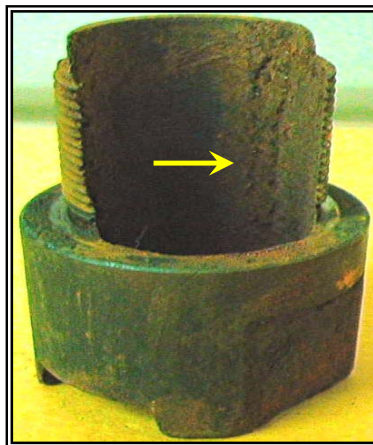
En las figuras D14 y D15 se observa el daño ocasionado por la corrosión en la pieza, el efecto corrosión atacó internamente la rosca como muestra la figura. Es bueno aclarar que el pozo se intervino por una razón diferente a bomba y la bomba opero por un largo periodo de tiempo, este es un caso de corrosión generalizada, ya que también afectó el barril y otros componentes.

Figura D14. P11 inservible



Fuente. El autor

Figura D15. Vista interior del P11



Fuente. El autor

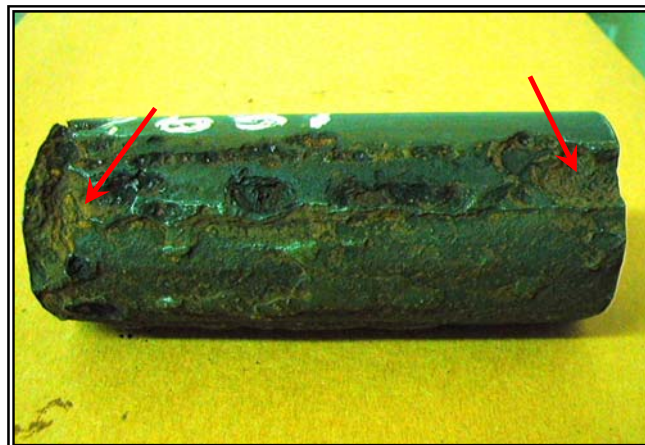
La figura D16 muestra el deterioro causado por la corrosión en la pieza C11 o caja superior del pistón, se observa como la pieza sufre un desgaste severo en la superficie del material, manifestado en hendiduras, picaduras y erosión, lo cual corresponde a un tipo de corrosión localizada, al igual que el cople de 3/4" mostrado en la figura D17, donde se aprecia la pieza picada y con hendiduras, estas piezas son de material acero A2 según clasificación API 11AX.

Figura D16. Picaduras y hendiduras en el C11



Fuente. El autor

Figura D17. Corrosión localizada en cople de 3/4"



Fuente. El autor

Otro elemento que es afectado por la corrosión en las bombas es el conocido P31 o pin puller, este es utilizado en la operación, para pescar la válvula fija en bombas de tipo TH, esta ubicado en la parte inferior del pistón y se muestra en la figura D18, en este caso, la corrosión es localizada y se ubica en la parte interior de la pieza señalado por las flechas.

Figura D18. Pin puller (P31)



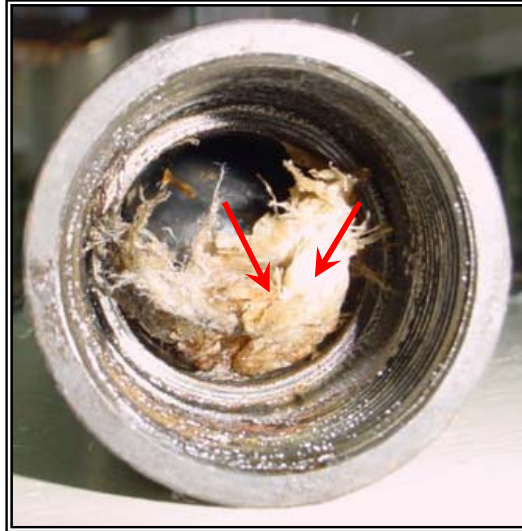
Fuente. El autor

D.4 PARTES EXTRAÑAS

Esta es otra clasificación de fallas en la bomba, ocasionada por componentes ajenos a la producción del pozo, con los gráficos se ejemplifica y aclara este tipo de situaciones.

En esta clasificación encontramos objetos como trapos, lanillas y manila, los cuales al caer al fondo de pozo, ocasionan bloqueo de la válvula fija impidiendo la normal extracción del crudo por parte de la bomba. Esta situación se muestra en la figura D19. Señalada por las flechas de color rojo.

Figura D19. Válvula bloqueada por presencia de trapo



Fuente. El autor

Cuando no se tiene el cuidado y precaución en la operación al realizar un cambio de pistón en una bomba TH, se puede presentar la situación descrita en las figuras D20 y D21, aquí se muestra un protector de varilla de 7/8" encontrado en la válvula fija del pistón, esto ocurre al comenzar la carrera ascendente del pistón incrustándose el protector al interior de la válvula fija, ocasionando el bloqueo.

Figura C20. Protector encontrado en válvula viajera de bomba TH



Fuente. El autor

Figura C21. Protector de varilla de 7/8"



Fuente. El autor

También se encuentran cauchos de la caja de empaques o Stuffing box, los cuales se depositan en el fondo de la bomba y al comenzar esta a operar nuevamente, taponan la válvula fija, ocasionando su bloqueo; esta situación genera la intervención del pozo para solucionar el problema. Los cauchos de la caja de empaques se muestran en la grafica C22. En la grafica C23 se ven restos de metales encontrados en las válvulas de la bomba que son causales de bloqueo de esta, el origen de estas piezas es de superficie.

Figura D22. Cauchos de la caja de empaques



Fuente. El autor

Figura D23. Restos metálicos encontrados en las cajas de la bomba



Fuente. El autor

Otro tipo de objetos ajenos al pozo que generan bloqueo de válvulas e ineficiencia de la bomba, son mostrados en la figura D24, a la derecha se observa restos de centralizadores de varilla 1239 y a la izquierda restos de roca provenientes de superficie, los centralizadores son de un material polimérico

que debe degradarse al ir cumpliendo su vida útil para no ocasionar este tipo de problemas.

La figura D25 hace referencia a arena proveniente del pozo, la cual se compacta al interior de la bomba, ocasionando la pega entre pistón y barril.

Figura D24. Restos de roca y centralizadores



Fuente. El autor

Figura D25. Restos de arena encontrados en bomba pegada

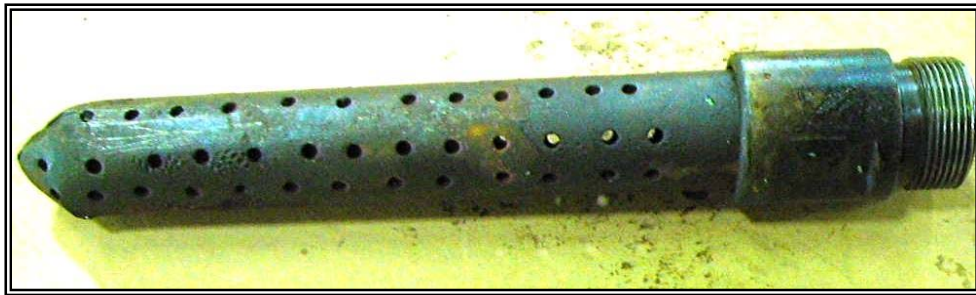


Fuente. El autor

Existen formas para evitar que objetos extraños como los descritos anteriormente se alojen en las válvulas y ocasionen el bloqueo de las mismas, y consecuentemente la ineficiencia de la bomba, lo recomendado por la norma 11 AR sobre el cuidado de las bombas para estas situaciones es el uso del

caño filtro, este es un accesorio que evita que dichas partículas se alojen en las válvulas de la bomba dado su sistema de filtro; el cual no permite que componentes de tamaño mayor a los orificios del filtro pasen a través de él. La figura D26 muestra la configuración de un caño filtro utilizado en bombas de subsuelo.

Figura D26. Caño filtro usado en bombas



Fuente. El autor

D.5 PROBLEMAS OPERACIONALES Y OTROS

Es frecuente que al realizar la operación, se efectúen procedimientos inadecuados, los cuales causan daño parcial o total en los componentes de la bomba.

Uno de estos procedimientos inadecuados es dejar golpe en la bomba, esta situación se presenta cuando se realiza un mal espaciado en superficie; la figura D27 muestra el resultado de esta mala operación, la pieza afectada es el G11 según API 11AX, se observa su estado final a la derecha de la figura cuando ha sido sometida a un golpeteo constante en su superficie, a la izquierda se observa la pieza en su estado original.

Figura D27. Golpe de bomba en el G11



Fuente. El autor

La figura D28 es un ejemplo de una bomba mal desanclada, aquí el mandril (S11), esta roto por la rosca inferior y el G11 (guía varilla de recorrido) refleja el golpeteo sufrido por la pieza.

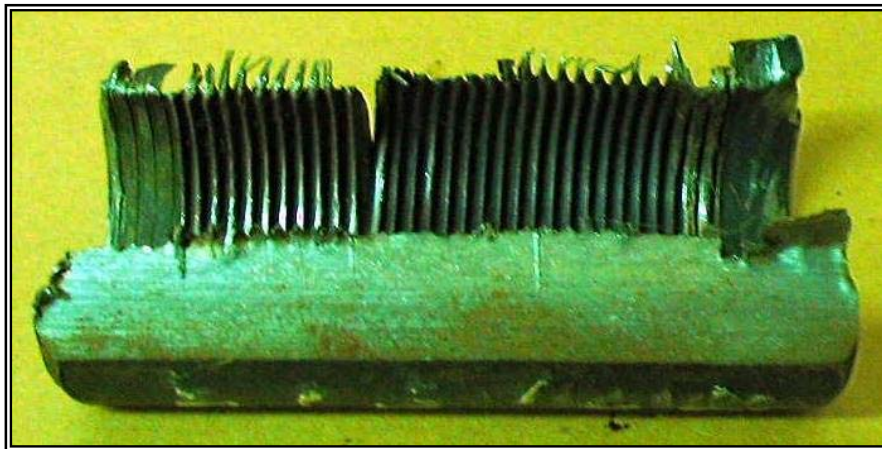
Figura D28. Ejemplo de mal desanclaje de bomba



Fuente. El autor

Otro tipo de falla que se presenta en el sistema de subsuelo de bombeo mecánico, es el rozamiento entre coples de varilla con el tubing de producción, este evento se da en pozos que no son completamente verticales o donde las cargas son excesivas y generan pandeo en las varillas, el efecto de este roce continuo se observa en la figura D29.

Figura D29. Cople de varilla inservible por el roce con la tubería de producción



Fuente. El autor

La figura D30 muestra un tubo de tiro (T11), pieza perteneciente a una bomba de barril viajero tipo RWT, esta presenta daño en su superficie debido al desgaste de la pared de la pieza por rozamiento, lo cual genero una abolladura dada la caída de presión y el fluido que circulan al interior del tubo de tiro.

Figura C30. Tubo de tiro abollado por caída de presión y rozamiento



Fuente. El autor

La producción de parafina, también es uno de los problemas frecuentes en la producción de crudo, en la figura D31 se muestra una porción de parafina que se alojó en la cámara de la bomba, produciendo pega e ineficiencia en la misma.

Figura D31. Parafina encontrada en la bomba



Fuente. El autor

La precipitación de carbonatos, mostrado en la figura D32, es también un problema presentado en las bombas de subsuelo.

Figura C32. Precipitación de carbonatos en las bombas de subsuelo



Fuente. El autor

Actualmente se utiliza el método de vacío según lo descrito por la norma API 11AR, para verificar la calidad de las bombas ensambladas en el taller, en la figura D33 se observa el manómetro de vacío utilizado en la prueba, en la figura D34 se ve el manómetro indicando el vacío generado por la succión de la bomba.

Figura D33. Manómetro utilizado en la prueba



Fuente. El autor

Figura D34. Succión de la bomba



ANEXO E

METALURGIA DE MATERIALES UTILIZADOS PARA LA FABRICACIÓN DE BOMBAS MECANICAS DE SUBSUELO

Las partes de las bombas usualmente están disponibles en varios materiales con diferentes propiedades físicas y químicas. La selección apropiada del material para los distintos componentes de un equipo de bombeo deben tener una prioridad alta, ya que este aspecto influye directamente en la vida de servicio de las bombas de subsuelo. Hay que hacer la selección considerando los siguientes factores:

1. Tipo de corrosión de los fluidos del pozo
2. Las partículas abrasivas presentes en los fluidos del pozo
3. La resistencia mecánica requerida
4. La compatibilidad de los diferentes materiales
5. Los costos totales

La mayoría de materiales utilizados en los equipos de subsuelo en bombeo mecánico, corresponden a materiales aceros aleados, constituidos por una matriz con carburos, los cuales le confieren gran dureza y resistencia a la abrasión. Los elementos como el cromo, manganeso, y el molibdeno forman carburos; el silicio, el níquel y el cobre hacen a la ferrita mas dura a la tracción; el aluminio en bajas cantidades es un fuerte grafitizante; el titánio actúa como el aluminio y refina las laminas de grafito, pero forma un carburo muy estable (TiC). La intención de los elementos aleantes es aumentar la resistencia mecánica, al desgaste, a la corrosión, a la abrasión, y por otra parte disminuir los costos de fabricación.

Tabla E1. Materiales utilizados en barriles plateados

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
A1	BARRIL EN ACERO CON RECUBRIMIENTO INTERNO DE CROMO PLATEADO	UNS G10XX0 ACERO	55 A 62 HRA
A2	BARRIL EN LATON CON RECUBRIMIENTO INTERNO DE CROMO PLATEADO	LATON INHIBIDO	HRB 80-HRB 100
A3	ACERO CROMADO CON RECUBRIMIENTO DE CROMO PLATEADO AL 4/6	UNS S 50100 ACERO, 4% A 6% EN CROMO	55 A 62 HRA
A4	ALEACION BAJA DE Ni/Cu CON RECUBRIMIENTO DE CROMO PLATEADO	ALEACION Ni/Cu	55 A 62 HRA
A5	BAJA ALEACION DE ACERO CON RECUBRIMIENTO DE CROMO PLATEADO	UNS G4XXX0 BAJA ALEACION DE ACERO	55 A 62 HRA
A6	BARRIL EN ACERO CON ALTA ALEACION DE CROMO PLATEADO	UNS G10XX0 ACERO	55 A 62 HRA
E1	BARRIL EN ACERO CON RECUBRIMIENTO DE CARBURO DE NIQUEL	UNS G10XX0 ACERO	55 A 62 HRA
E2	BARRIL CON BAJA ALEACION DE ACERO Y CARBURO DE NIQUEL	UNS G4XXX0 BAJA ALEACION DE ACERO	55 A 62 HRA
E3	BARRIL DE LATON CON RECUBRIMIENTO DE CARBURO DE NIQUEL	LATON INHIBIDO	HRB 80-HRB 100
E4	BARRIL DE ACERO COMPUESTO CON CARBURO DE NIQUEL	UNS G10XX0 ACERO	55 A 62 HRA
E5	CROMO AL 4/6 CON COMPUESTO DE CARBURO DE NIQUEL	UNS S50100 ACERO 4% A 6% EN CROMO	55 A 62 HRA

Fuente. Weatherford, artificial lift system.

Tabla E2. Materiales utilizados en barriles endurecidos.

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
B1	ACERO CARBONITRADO	UNS G10XX0	HRC 23 máx.
B2	ACERO CARBURIZADO	UNS G10XX0	HRC 23 máx.
B3	ACERO CROMADO 4/6 CARBONITRADO	UNS S50100	HRC 23 máx.
B5	BAJA ALEACION DE ACERO NITRADO	UNS G4XXX0	HRC 23 máx.
B6	ENDURECIDO POR INDUCCION	UNS G10XX0	HRC 23 máx.

Tabla E3. Materiales utilizados en barriles no endurecidos

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
D1	ACERO NO ENDURECIDO	UNS G10XX0 ACERO	55 A 62 HRA
D2	LATON	LATON INHIBIDO	HRB 80-HRB 100
D3	BAJA ALEACION Ni/Cu	ALEACION Ni/Cu	55 A 62 HRA
D4	ACERO DE BAJA ALEACION NO ENDURECIDO	UNS G4XXX0 BAJA ALEACION DE ACERO	55 A 62 HRA

Fuente. Weatherford. Artificial lift system

Tabla E4. Materiales utilizados en bolas y asientos

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
A1	ACERO INOXIDABLE	UNS 41000-UNS 44000	Bola:HRC 58-65 Asiento:HRC 52- 56
B1	ALEACION DE COBALTO	COBALTO, CROMIO Y ALEACION DE TUNGSTENO.	Bola: HRC 56-63 Asiento:HRC 50- 56
B2	ALEACION DE COBALTO, POLVO DE METAL	COBALTO, CROMIO Y ALEACION DE TUNGSTENO	Bola: HRC 56-63 Asiento:HRC 51- 57
C1	CARBURO DE TUNGSTENO	TUNGSTENO CON COBALTO	Bola: HRA 88-89 Asiento:HRA 88- 89.5
C2	CARBURO DE NIQUEL	TUNGSTENO CON NIQUEL	Bola: HRA 89- 90.5 Asiento:HRA 87.5-89
C3	CARBURO TITANIO	TUNGSTENO Y CARBURO DE TITANIO CON COBALTO	Bola: HRA 89- 90.5 Asiento:HRA 89-90.5

Fuente. Weatherford. Artificial lift system

Tabla E5. Materiales utilizados en cajas

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
A1	ACERO	UNS G1XXX0 ACERO	55 A 62 HRA
A2	BAJA ALEACION DE ACERO	UNS G41XX0 BAJA ALEACION DE ACERO	55 A 62 HRA
A3	BAJA ALEACION DE ACERO	UNS G86XX0 BAJA ALEACION DE ACERO	55 A 62 HRA
A4	ALEACION Ni/Cu	ALEACION Ni/Cu	52 A 62 HRA
A5	LATON	UNS C36000-UNS C46400 LATON LIBRE DE CORTES	43 A 55 HRA
A6	ACERO INOXIDABLE	ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO UNS S3XXX0	46 A 62 HRA

Fuente. Weatherford. Artificial lift system

Tabla E6. Materiales utilizados en tubos y accesorios.

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
A1	ACERO	UNS G1XXX0 ACERO	55 A 62 HRA
A2	BAJA ALEACION DE ACERO	UNS G41XX0 BAJA ALEACION DE ACERO	55 A 62 HRA
A3	BAJA ALEACION DE ACERO	UNS G86XX0 BAJA ALEACION DE ACERO	55 A 62 HRA
A4	ALEACION Ni/Cu	ALEACION Ni/Cu	52 A 62 HRA
A5	LATON	UNS C36000-UNS C46400 LATON LIBRE DE CORTES	43 A 55 HRA
A6	ACERO INOXIDABLE	ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO UNS S3XXX0	46 A 62 HRA

Fuente. Weatherford. Artificial lift system.

Tabla E7. Material para copas de asiento

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
A1	SEATING CUP	NYLON	D65/92
A2	SEATING CUP	COMPUESTO	ESPECIFICADO POR MANUFACTURA

Fuente. Weatherford. Artificial lift system

Tabla E8. Materiales utilizados en pistones recubiertos con spray metal

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
B1	SPRAY METAL	UNS G10XX0, G4XXX0, G8XXX0 ACERO	44 A 62 HRA
B2	SPRAY METAL	UNS G10XX0, G4XXX0, G8XXX0 ACERO	44 A 62 HRA
B3	SPRAY METAL CON ALEACION DE Ni/Cu AL FINAL	UNS G10XX0, G4XXX0, G8XXX0 ACERO	44 A 62 HRA
B4	SPRAY METAL CON RECUBRIMIENTO DE NIQUEL PLATEADO EN LOS PINES	UNS G10XX0, G4XXX0, G8XXX0 ACERO	44 A 62 HRA

Fuente. Weatherford. Artificial lift system.

Tabla E9. Materiales para pistones plateados.

CLASIFICACION API	DESCRIPCIÓN	MATERIAL BASE	DUREZA
A1	CROMO PLATEADO	UNS G10XX0, G4XXX0, G8XXX0 ACERO	55 A 62 HRA
A2	DOBLE CROMO PLATEADO	UNS G10XX0, G4XXX0, G8XXX0 ACERO	55 A 62 HRA

Fuente. Weatherford. Artificial lift system.

E-2. DESCRIPCIÓN DE LOS METALES UTILIZADOS EN LOS COMPONENTES DE BOMBEO MECÁNICO

Antes de nombrar algún tipo de elemento o material, es importante tener claros algunos conceptos dentro de las propiedades mecánicas del acero. Algunas de ellas son:

* **RESISTENCIA AL DESGASTE.** Es la resistencia que ofrece un material a dejarse erosionar cuando esta en contacto de fricción con otro material.

* **TENACIDAD.** Es la capacidad que tiene un material de absorber energía sin producir Fisuras (resistencia al impacto).

* **MAQUINABILIDAD.** Es la facilidad que posee un material de permitir el proceso de mecanizado por arranque de viruta.

* **DUREZA.** Es la resistencia que ofrece un acero para dejarse penetrar. Se mide en unidades BRINELL (HB) ó unidades ROCKWEL C (HRC), mediante test del mismo nombre.

Los materiales y la metalurgia, para un pozo dependen de las condiciones de operación, estas están continuamente sometidas a cambios en razón de la mejora del producto.

Entre estos elementos encontramos comúnmente:

Hierro

Este material tiene como característica ser blando, dúctil y maleable, este elemento combinado con el carbono y otros elementos conforman la gran variedad de acero que se utilizan en los equipos de subsuelo.

Carbono

Es el elemento más importante después del hierro. A mayor cantidad de carbono aumenta la dureza del acero, disminuye la ductilidad y la resistencia al impacto. En aleaciones con hierro se puede encontrar combinado (carburo) o en estado libre (grafito), como combinado aparece como carburo de hierro (Fe_3C) denominado cementita, uno de los componentes principales del acero.

Manganeso (MN)

Todos los aceros contienen este elemento en una proporción de 0.2% hasta el 4%, ya en proporciones mayores al 8% se utiliza como elemento desoxidante. Si se combina con el azufre, el acero se vuelve menos quebradizo, y aumenta su resistencia. Con más del 2% de manganeso, la ductilidad del acero disminuye. Este elemento aumenta la templeabilidad del acero, disminuye las temperaturas críticas durante el calentamiento, mejora la tenacidad del acero, disminuye la fragilidad en caliente y en presencia de otros elementos aumenta la maquinabilidad, disminuye la forjabilidad y la soldabilidad, reduce la conductividad térmica y eléctrica.

Fósforo (P)

Este elemento se considera indeseable en la fabricación de los aceros y se debe minimizar su contenido. En pequeñas cantidades se disuelve en la ferrita y aumenta la resistencia y la dureza, la mayoría de aceros tienen 0.05% de este material. En cantidades mayores aumenta la resistencia pero baja la ductilidad y las propiedades dinámicas, aumenta la maquinabilidad del acero, lo

hace quebradizo, aumenta la resistencia a la corrosión atmosférica en los aceros con alto contenido de carbono.

Azufre (S)

El Azufre se considera como un elemento perjudicial en las aleaciones de acero, una impureza. Sin embargo, en ocasiones se agrega hasta 0.25% de azufre para formar un sulfuro, este sulfuro se solidifica en los límites del grano para mejorar la maquinabilidad dificultando la cohesión intermetálica haciéndolo quebradizo, pero disminuye sus capacidades de trabajo en caliente debido a su punto de fusión interior. Los aceros altos en azufre son difíciles de soldar pueden causar porosidad en las soldaduras. Debido a la afinidad del Manganeseo en forma de sulfuro de Manganeseo (MnS), insoluble, se recomienda un rango de $\frac{Mn}{S}$ entre $\frac{3}{1}$ a $\frac{8}{1}$ y el rango se mantiene en menos de 0.05% de azufre.

Silicio (Si)

Es uno de los principales desoxigenadores durante la manufactura del acero, aumenta la resistencia a la tensión sin pérdidas apreciables de ductilidad cuando es añadido en proporciones superiores al 0.5%. Si es menor del 0.2% y por debajo de 0.4%, el silicio aumenta el límite elástico y la resistencia última sin disminuir la ductilidad, cuando el Silicio actúa como agente desoxidante en la fusión y refinación del acero, por lo tanto mejora las propiedades de la fundición, afecta negativamente la facilidad para trabajar el acero en frío y en caliente, aumenta la templeabilidad, tiene buena influencia sobre la dureza, contenidos mayores del 2% logran buenas resistencias a la tensión y a la flexión. Es el elemento grafitizante de las fundiciones grises y ayuda a eliminar óxidos.

El silicio también reduce la cantidad de carbono contenido en el estético, también promueve la reacción eutectoide estable.

Níquel (Ni)

Es el principal formador de austenita, que aumenta la tenacidad y resistencia al impacto. El Níquel se utiliza mucho en los aceros inoxidable, para aumentar la resistencia a la corrosión, también disminuye los puntos críticos y aumenta la templeabilidad. El Níquel ofrece propiedades únicas para soldar Fundición. Aumenta la resistencia a bajas temperaturas, reduce la conductividad térmica.

Boro (B)

El Boro logra aumentar la capacidad de endurecimiento cuando el acero esta totalmente desoxidado. Una pequeña cantidad de Boro, (0.001%) tiene un efecto marcado en el endurecimiento del acero, ya que también se combina con el carbono para formar los carburos que dan al acero características de revestimiento duro.

Cromo (Cr)

El Cromo es un formador de ferrita, aumentando la profundidad del endurecimiento. Así mismo, aumenta la resistencia a altas temperaturas, evita la corrosión y la abrasión, aumenta la fuerza a la tracción. Disminuye la resistencia al impacto y las conductividades térmica y eléctrica. El Cromo es un elemento principal de aleación en aceros inoxidable, y debido a su capacidad de formar carburos se utiliza en revestimientos o recubrimientos duros de gran resistencia al desgaste, como émbolos, ejes, etc.

Molibdeno (Mo)

El Molibdeno también es un elemento habitual, ya que aumenta mucho la profundidad de endurecimiento del acero, así como su resistencia al impacto. El Molibdeno es el elemento mas efectivo para mejorar la resistencia del acero a las bajas temperaturas, reduciendo, además, la perdida de resistencia por templado. Los aceros inoxidable austeníticos contienen Molibdeno para mejorar la resistencia a la corrosión. Influye positivamente en la tenacidad, reduce la fragilidad al revenido, es ideal para mejorar la resistencia a la fatiga, disminuye la forjabilidad y la soldabilidad y es gran formador de carburos.

Vanadio (Va)

El Vanadio es un buen desoxigenador, facilita la formación de grano pequeño y reduce la perdida de resistencia durante el templado, aumentando por lo tanto la capacidad de endurecimiento. Asi mismo, es formador de los carburos mas duros que imparten resistencia al desgaste en aceros para herramientas, herramientas de corte. Aumenta la resistencia a la fatiga, disminuye la ductilidad y la maquinabilidad.

Nitrógeno (N)

El Nitrógeno puede agregarse a algunos tipos de acero, para promover la formación de austenita. También, para reducir la cantidad de Níquel en los aceros inoxidable. Aumenta la dureza y la maquinabilidad del acero pero disminuye la ductilidad y la tenacidad. En los aceros calmados con aluminio este elemento forma partículas de nitruro de aluminio que controlan el tamaño de grano del acero mejorando tenacidad y resistencia.

Oxigeno (O)

En los aceros efervescentes puede aumentar la resistencia del acero pero reduce la tenacidad.

Hidrogeno (H)

Se disuelve en el acero durante su fabricación, produce fragilización y causa resquebrajamiento durante el enfriamiento desde la temperatura de laminado en caliente.

Plomo (Pb)

El Plomo es un ejemplo de elemento casi insoluble en Hierro. Se añade plomo a muchos tipos de acero para mejorar en gran manera su maquinabilidad, el acabado superficial. Tiene poco efecto sobre las propiedades mecánicas del acero a temperaturas normales.

Aluminio (Al)

EL Aluminio es usado principalmente como desoxidante en la elaboración de acero. El Aluminio también reduce el crecimiento del grano al formar óxidos y nitruros

Tungsteno (W)

El Tungsteno se añade para impartir gran resistencia a alta temperatura. El Tungsteno también forma carburos, que son excepcionalmente duros, dando al acero una gran resistencia al desgaste, para aplicaciones de revestimiento duro o en acero para la fabricación de herramientas, inhibe el crecimiento del grano, disminuye la tenacidad, la forjabilidad y la soldabilidad, en altos porcentajes de azufre da propiedades

Cobalto (Co)

El Cobalto es un elemento poco habitual en los aceros, ya que disminuye la capacidad de endurecimiento. Sin embargo, se puede usar en aplicaciones donde se requiere un revestimiento duro para servicio a alta temperatura, ya que produce una gran cantidad de solución sólida endurecedora, cuando es disuelto en ferrita o austenita. Inhibe el crecimiento del grano, actúa favorablemente en la formación de grafito.

Titanio (Ti)

Básicamente, el Titanio se utiliza para estabilizar y desoxidar acero, aunque debido a sus propiedades, pocas veces se usa en soldaduras. Es fuente de formación de carburos, afina el tamaño del grano y aumenta la resistencia al desgaste.

Ya se observó como dependiendo del elemento aleante, el material puede cambiar sus propiedades, y estos cambios son los que se deben tener en cuenta para la selección del mismo, dependiendo del ambiente en el que vaya a trabajar, o los factores que se vayan a manejar, debido a que esto influye directamente en la vida de servicio del equipo de subsuelo.

Los factores a considerarse son: resistencia a la corrosión debida a los fluidos del pozo, resistencia a las partículas abrasivas presentes en los fluidos del pozo, tales como arena; la resistencia mecánica del material, de acuerdo a la fuerza requerida para el bombeo, la compatibilidad química y fisicomecánica de los diferentes materiales que podrían causar corrosión galvánica, costos de operación, etc.

Acero al Carbono.

No proporcionan protección adecuada a la corrosión o la abrasión. Si el acero es cromado, puede tener una buena resistencia a la abrasión; igualmente, el rociado metálico entrega una resistencia moderada contra la corrosión

Aceros de medio Carbono

Contiene entre 0.25 al 0.55% de carbono. Si tienen contenido de Carbono inferior al 0.35% no endurecen apropiadamente con el temple. Al aumentar el contenido de carbono, disminuye la ductilidad del acero, la resistencia adecuada puede obtenerse por medio de un tratamiento térmico adecuado. El acero 1040 se usa en la industria automovilística donde se requiere gran dureza y resistencia al desgaste, el acero 1050 es apropiado para ruedas dentadas y aceros de forja pesada. Estos aceros se templean en aceite aunque en el agua se obtiene mayor endurecimiento.

Aceros de alto carbono

El contenido de carbono puede variar entre 1% y 2% en peso. Las bolas de válvula son de acero entre 1.2 y 1.5% en peso de carbono. Son materiales de gran dureza y se emplean cuando la ductilidad no es un factor importante.

Aceros aleados

Estos aceros son medianamente resistentes a la corrosión pero no a la abrasión. El endurecimiento, el laminado y el rociado metálico incrementan la resistencia a la corrosión.

Los aceros aleados se designan habitualmente con el sistema AISI-SAE. Los dos primeros dígitos indican el principal elemento o grupos de elementos de aleación, y los últimos dígitos indican las centésimas del tanto por ciento de carbono en el acero.

Tabla E10. Principales tipos de aceros de aleación estándar

13XX	Manganeso 1.75
40XX	Molibdeno 0.2; Molibdeno 0.25 y azufre 0.042
41XX	Cromo 0.5, 0.8 o 0.95, Molibdeno 0.12, 0.2 o 0.3
43XX	Níquel 1.83, cromo 0.5 o 0.8, molibdeno 0.25
44XX	Molibdeno 0.53
46XX	Níquel 0.85 o 1.83, molibdeno 0.2 o 0.25
47XX	Níquel 1.05, cromo 0.45, molibdeno 0.2 o 0.35
48XX	Níquel 3.5, molibdeno 0.25
50XX	Cromo 0.4
51XX	Cromo 0.8, 0.88, 0.93, 0.95 o 1.00
51XXX	Cromo 1.03
52XXX	Cromo 1.45
61XX	Cromo 0.6 o 0.95, vanadio 0.13
86XX	Níquel 0.55, cromo 0.5, molibdeno 0.2
87XX	Níquel 0.55, cromo 0.5, molibdeno 0.25
88XX	Níquel 0.55, cromo 0.5, molibdeno 0.35
92XX	Silicio 2.0; o silicio 1.4, cromo 0.7
50BXX	Cromo 0.28 o 0.5
51BXX	Cromo 0.8
81BXX	Níquel 0.3, cromo 0.45, molibdeno 0.12
94BXX	Níquel 0.45, cromo 0.4, molibdeno 0.12

B indica acero de Boro

Fuente. Alloy steel: semifinished; Hot-Rolled and Cold Finished Bars, American Iron and Steel Institute, 1970

Los aceros de baja aleación poseen mejores combinaciones de resistencia, tenacidad y ductilidad que los aceros al carbono.

Acero inoxidable estándar

Es recomendado para condiciones de bombeo donde la corrosión y la abrasión no son factores determinantes. 52/56 Rc. La combinación de bola y asiento de acero es muy durable, es muy recomendable para condiciones estándar, donde la abrasión y la corrosión no son factores principales

Tuff-temper acero inoxidable

Este tipo de válvula es recomendada para condiciones de severa abrasión y media corrosión, el cuerpo del asiento es dúctil y resistente al impacto. 58/62 Rc, normalmente resiste el impacto y la erosión por altas presiones. El cuerpo del asiento es dúctil y resistente al impacto.

Nº. 7 acero inoxidable

Este tipo de material es bueno para la abrasión y resistente para la corrosión, es muy utilizado en pozos donde el magnetismo es un problema. 38/42 Rc. Este material tiene buena resistencia a la abrasión, y es recomendado para pozos donde el magnetismo es un problema.

K-MON-L

Hecho de monel 500, es una aleación de níquel-copper material recomendado para pozos de media profundidad, ambientes corrosivos y baja abrasión.

BRONCE

Material recomendado para pozos con media corrosión en el fluido. Se erosionan fácilmente por las corrientes abrasivas del fluido a menos que esté laminado, las diferentes aleaciones de este material tienen una resistencia a la corrosión de moderada a alta

DUMORE

Son hechos de cobalto, cromo y tungsteno, este material es recomendado para pozos con condiciones severas de corrosividad y abrasión. 58/61 Rc. Bola; 52/56 Rc para el asiento. Son esencialmente no magnéticas.

CARBURO DE TUNGSTENO

Excelente para condiciones de abrasión y corrosión posee una dureza de 88 Ra y además para condiciones extremas de bombeo.

CERAMICAS

Los materiales en cerámica de circonio son extremadamente resistentes a la corrosión y la abrasión y se utilizan para las bolas y asientos.

Materiales usados en los componentes de subsuelo

Barriles

Estos son fabricados de variedad de materiales y en tamaños desde 1" hasta 7-3/4". Su fabricación es conforme las especificaciones API y su fabricación depende del tipo de pistón a utilizar, pistones lisos a pistones de tipo anillado.

Acero al carbón simple:

Son barriles fabricados de acero al carbono y son recomendados para condiciones donde la abrasión y la corrosión no son un problema serio.

Acero al carbón Tuff-Temper: (5-)

Este barril es de material Carbonitrurado, cuya capa endurecida por inducción 48-52 HRC Tuff-temper, para condiciones corrosivas medias en el pozo, excelente para la abrasión y las condiciones duras de bombeo.

Acero al carbón Carbonitrurado (16-)

Este tipo de barril es endurecido por inducción y posee una dureza HRC 60. Este barril es recomendado para condiciones abrasivas y condiciones medias de bombeo con corrosión.

Acero inoxidable resistente a la corrosión (9-)

Barril recomendado para la abrasión y moderada corrosión de H₂S y CO₂ en sistemas de bombeo. Este acero contiene cromo entre 4 al 6%, es endurecido por inducción hasta lograr una cementación de 60 RC

Latón (1-)

Estos barriles son fabricados de un material tratado arsenicamente, se recomiendan solamente para condiciones corrosivas medianas donde el H₂S, CO₂ y NaCl estén presentes.

Monel (3-)

Este tipo de barriles es recomendado para un manejo de la corrosión dado sus excelentes propiedades de resistencia. Son recomendadas para extremas condiciones de corrosión.

Pistones.

Cromado plateado

Son pistones al acero carbono con una dureza de 70Rc. Son pistones utilizados para abrasión severa donde la corrosión no es un factor muy importante. Todos estos pistones son de extremo articulado, tipo caja para todos los tamaños de bomba de tubería.

Tuff

Este tipo de pistones son recomendados para condiciones muy corrosivas. Presenta recubrimiento duro entre 58 y 62 RC en su superficie. Es una aleación de cromo, boro y silicio en una matriz de níquel.

Bolas y asientos

Acero inoxidable.

Tiene buena resistencia a la abrasión y corrosión en pozos de moderada profundidad, su dureza está entre 52 y 56 RC

“Tuff-temper”

El acero está fabricado en acero inoxidable termotratado. La superficie de desgaste tiene una dureza entre 58 y 62 RC, resiste grandes impactos y grandes presiones de erosión. También se recomienda para abrasión severa y corrosión media.

“Inoxidable Nº 7”

Básicamente es hecho de monel 500, la cual es una aleación de cobre y níquel. Con una dureza entre 33 y 35 Rc, no son magnética. Recomendado para pozos corrosivos de profundidad mediana donde la abrasividad no sea un factor influyente.

Bronce

Material que presenta buena resistencia al desgaste. Se recomienda para pozos profundo con fluidos ligeramente corrosivos.

“Dumore”

Aleación dura de cobalto, cromo y tungsteno. Presenta buenas propiedades a la abrasión y corrosión. La dureza de las bolas está entre 58 y 61 RC, mientras que la de los asientos se encuentra entre 52 y 56 RC. Utilizado para bombeos difíciles de fluidos corrosivos.

Carburo de tungsteno

Este es el material mas duro disponible en el mercado, por esta razón tiene la mayor resistencia a la abrasión y al impacto, también posee buena resistencia a la corrosión

Carburo de niquel

Es por lo menos igual de duro al carburo de tungsteno, pero ofrece mejores propiedades

Carburo de titánio

Este material es ofrecido para material en bolas, y tiene la misma dureza y toughness del carburo de niquel, y con el mismo peso de las bolas de Dumore.