

**Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo  
Cantagallo**

<b>Francisco Antonio Álvarez Lacayo</b>	<b>2030923</b>
<b>Jose Manuel Vega Castro</b>	<b>2030894</b>

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
BUCARAMANGA**

**2008**

**Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo**

**Francisco Antonio Álvarez Lacayo    2030923**  
**Jose Manuel Vega Castro            2030894**

**Trabajo de Investigación Para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**ING. Fredy Abelardo Nariño Remolina.**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS**  
**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**  
**BUCARAMANGA**  
**2008**

Dedico este proyecto

A Dios,

A mi papá Francisco Antonio Alvarez Cabarcas.

A dios

A mi papa Manuel Vega Vásquez

JOSE VEGA

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Fredy Abelardo Nariño Remolina, Ingeniero de petróleos e Ingeniero de producción Ecopetrol superintendencia de rio, por brindarnos la oportunidad de trabajar bajo su dirección, por la confianza y sus valiosos aportes como persona e ingeniero.

Luis Fernando Emiliani García, Ingeniero de Petróleos y company man de Ecopetrol campo Cantagallo, Superintendencia de rio.

Álvaro Lobo Fernández, Ingeniero de Petróleos y company man de Ecopetrol campo Cantagallo, Superintendencia de rio.

En general a todos los Ingenieros, Supervisores, operadores y personal que labora en el Campo Cantagaloo Ecopetrol por el apoyo brindado.

## CONTENIDO

	Pág.
1. INFORMACIÓN GENERAL	3
1.1. CAMPO YARIGUI CANTAGALLO	3
1.1.1. Localización	3
1.1.2. Campos aledaños (Garzas, Cristalinas y Sogamoso)	10
1.2. GEOLOGÍA	11
1.2.1. Localización Geográfica	11
1.2.2. Estratigrafía	13
2. COMPONENTES DEL ESTADO MECÁNICO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TÍPICO.	19
2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE	20
2.1.1. Unidades de Bombeo	20
2.1.2. El sistema de contrabalance	21
2.1.3. Caja reductora de velocidades	21
2.1.4. El motor de la unidad de bombeo	22
2.1.5. La barra lisa	22
2.1.6. La caja de estopas y la grapa	22
2.2 EQUIPO DE SUBSUELO	23

2.2.1. Las varillas API para bombeo mecánico	23
2.2.2. La tubería de producción.	39
2.2.3. Las bombas de subsuelo	42
2.2.4. Partes estructurales de la bomba	46
3. COMPORTAMIENTO DE LA SARTA DE PRODUCCION EN BOMBEO MECÁNICO	52
3.1 LAS VARILLAS DE SUBSUELO	52
3.1.1. Grados y tamaños de varillas	53
3.1.2. Golpe de fluido	54
3.1.3 Sincronismo	55
3.1.4. Comportamiento de la sarta de producción reflejado en el dinagrama	55
3.2. BOMBAS DE SUBSUELO	60
3.2.1. Golpe de bomba	62
3.2.2. Golpe de gas	63
3.2.3. Cavitación	63
3.3 TUBERIA DE PRODUCCION	64
3.3.1 La respiración de la tubería de producción	64
3.3.2. Pandeo helicoidal	65
4. SERVICIO A POZO	67
4.1 BOMBAS DE SUBSUELO	67
4.1.1. La válvula fija	71
4.1.2 La válvula viajera	71

4.1.3. La canasta de válvula	72
4.1.4 Los anclajes de bomba o colgadores	73
4.1.5 Instalación de la bomba	74
4.1.6 Operación de la bomba	75
4.1.7 Servicio a la bomba	76
4.1.8 Arena, abrasión y el GPY	77
4.2 SERVICIO A POZO PARA LAS VARILLAS DE BOMBEO MECÁNICO	78
4.2.1 Erosión de las varillas	79
4.2.2 desgaste de las varillas	79
4.2.3 descuido en la manipulación de las varillas	80
4.2.4 Dobleces	80
4.2.5 Los rasguños, abolladuras y marcas de martillo	81
4.2.6 El daño de elevador	81
4.2.7 Rango de carga	82
4.2.8 Las llaves de potencia	83
4.3 SERVICIO A POZO DE LA TUBERIA DE PRODUCCION	84
4.3.1 Abrasión de la varilla	84
4.3.2 Las escamas o precipitaciones de carbonatos y parafinas	84
5. TIPOS DE FALLA	87
5.1 FALLAS EN LA SARTA DE PRODUCCION	88
5.1.1 Fallas por tensión	91

5.1.2 Fallas por fatiga	92
5.1.3 Fallas mecánicas	93
5.1.4 Daños superficiales	93
5.1.5 Fallas por corrosión	93
5.1.6 Fallas por conexión	98
5.1.7 Fallas del cuerpo de las varillas	103
5.1.8 Fallas en la tubería de producción	104
5.2 EFECTOS DE FABRICACION	106
5.2.2 Métodos de inspección de varillas	106
5.2.1 Métodos de inspección de la tubería de producción.	107
6. ANÁLISIS DE FALLA EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO USANDO LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAIZ	108
6.1 A.C.R	108
6.2 ¿QUÉ ES EL ACR?	108
6.3 ¿POR QUÉ APLICAR LA METODOLOGIA ACR?	109
6.4 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA.	109
6.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ACR	110
6.5.1 Fase 1. Análisis del problema	111

6.5.2 Fase 2. Consideración de todas las causas posibles de falla	111
6.5.3 Fase 3. Análisis y validación de evidencias para identificar la causa raíz.	112
6.5.4 Fase 4. Consideraciones de todas las posibles soluciones a la Causa Raíz	112
6.5.4 Fase 5. Selección de la mejor opción	113
6.6 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACR.	113
6.7 ANÁLISIS GLOBAL DE TODOS LOS PERIODOS	116
6.7.1 Análisis del periodo 2005	117
6.7.2 Análisis del periodo 2006	119
6.7.3 Análisis del periodo 2007	121
6.7.4 Análisis del periodo 2008	122
7 ANALISIS DE LOS POZOS CRÍTICOS	126
7.1 ANÁLISIS POZO POR POZO	128
7.1.1 Pozo C1	129
7.1.2 Pozo C2	131
7.1.3 Pozo C3	132
7.1.4 Pozo C4	134
7.1.5 Pozo C5	136

7.1.6 Pozo C6	137
7.1.7 Pozo C7	139
7.1.8 Pozo C8	141
7.1.9 Pozo C9	143
7.1.10 Pozo C10	145
7.1.11 Pozo C11	147
7.1.12 Pozo C12	149
7.2 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS CRITICOS	151
7.2.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS PROBLEMAS POR PRESENCIA DE ARENA.	151
7.2.2 POZOS CON PRESENCIA DE CORROSIÓN.	152
7.2.3 POZOS CON PROBLEMAS DE GAS.	153
7.3 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.	154
8. ANÁLISIS ECONÓMICO.	155
8.1 FLUJO DE CAJA	161
CONCLUSIONES.	165
BIBLIOGRAFÍA.	167

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de bombeo mecánico.	19
Figura 2. Caja de estopas y abrazadera de barra lisa.	23
Figura 3. varilla de bombeo mecánico.	25
Figura 4. acoples.	26
Figura 5. Diagrama de Goodman.	38
Figura 6. Barriles de Bomba.	47
Figura 7. Pistones de Bomba.	49
Figura 8. Bolas y asientos de válvulas.	50
Figura 9. Colgadores o anclajes de bomba.	51
Figura 10. Porcentaje de fallas en los sistemas de bombeo mecánico campo Cantagallo.	116
Figura 11. Fallas por bomba, varilla y tubería para el campo Cantagallo.	117
Figura 12. Porcentaje de fallas durante el año 2005.	119
Figura 13. Porcentaje de fallas durante el año 2006.	121
Figura 14. Porcentaje de fallas durante el año 2007.	123
Figura 15. Porcentaje de fallas durante el año 2008.	125
Figura 16. Pozos que mas han fallado.	126
Figura 17. Porcentaje de fallas de los 12 pozos criticos.	128

Figura 18. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C1.	130
Figura 19. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C2.	131
Figura 20. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C3.	133
Figura 21. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C4.	135
Figura 22. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C5.	136
Figura 23. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C6.	138
Figura 24. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C7.	140
Figura 25. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C8.	142
Figura 26. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C9.	144
Figura 27. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C10.	146
Figura 28. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C11.	148
Figura 29. Hoja de calculo de lo servicios al pozo C12.	150
Figura 30. Días perdidos debido a fallas en el sistema de bombeo mecánico.	157

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades físicas de la varilla API grado C	25
Tabla 2. Propiedades físicas de la varilla API grado K	26
Tabla 3. Análisis químico de las varillas	27
Tabla 4. Propiedades mecánicas de las varilla	28
Tabla 5. Factores de servicio para distintos ambientes y grados de varilla	35
Tabla 6. Factores de Apreciación de los acoples reducidos para distintos grados de varillas	35
Tabla 7. Materiales de las válvulas de las bombas de subsuelo.	72
Tabla 8. Identificación de escamas.	85
Tabla 9. Servicios totales a pozo para el 2005	118
Tabla 10. Servicios totales a pozo para el 2006	120
Tabla 11. Servicios totales a pozo para el 2007	122
Tabla 12. Servicios totales a pozo para el 2008	124
Tabla 13. Días totales de no producción anual por pozo.	156
Tabla 14. Precio promedio de un barril de petróleo por año.	158
Tabla 15. Pérdidas anuales en US\$	159
Tabla 16. Costos de los servicios a pozo	160

## LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Esfuerzo o tensión permitida	34
Ecuación 2. Esfuerzo máximo de la sarta de varilla	38
Ecuación 3. Calculo del peso de las varillas sumergidas en el fluido	56
Ecuación 4. Peso de la columna de fluido levantado	56
Ecuación 5. Determinación del levantamiento neto de la bomba.	57
Ecuación 6. La elongación y la contracción en la sarta de varillas.	58
Ecuación 7. Elongación de la tubería de producción.	58
Ecuación 8. Ecuación de Coberly para determinar el escurrimiento del fluido a través del pistón y la pared interna del barril.	59
Ecuación 9. La frecuencia natural de la sarta de varillas	60
Ecuación 10. Tiempo medio de falla	127

## **RESUMEN**

### **1. TITULO\***

**ANÁLISIS DE FALLA EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO DEL CAMPO CANTAGALLO**

### **2. AUTORES\*\***

FRANCISCO ANTONIO ALVAREZ LACAYO

JOSE MANUEL VEGA CASTRO

### **3. PALABRAS CLAVES**

Bombeo mecánico, conjunto de subsuelo, frecuencia de fallas, servicio a pozo, Varillas de bombea, bomba de producción, tubería de producción.

### **4. DESCRIPCIÓN**

En el presente trabajo se realiza un diagnostico de fallas en los pozos que están sometidos a sistema de bombeo mecánico en el campo Cantagallo, mediante un análisis estadístico y definiendo posibles soluciones.

Se muestra la aplicación de la metodología de análisis de causa raíz como medio para lograr la identificación de fallas en el conjunto de subsuelo de 12 pozos escogidos como críticos por alta frecuencia de servicios a pozo en el campo Cantagallo.

El trabajo implicó, en primera instancia, la recolección de información correspondiente a trabajos de varilleos y workovers, potenciales bruto y neto de producción de aceite, relación gas-aceite, y reportes de reparación de bombas; posteriormente, la organización de esta información y por último, el análisis de la misma. Para el análisis realizado a la información y posterior escogencia de los 12 pozos críticos se tiene en cuenta: el potencial neto de producción de cada uno de los pozos con el fin de determinar aquellos que generan más pérdidas

económicas, así como el número de fallas más comunes por pozo durante cada año del periodo de estudio de este trabajo.

Se aplicó para cada pozo un análisis 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 realizan con el fin de disminuir la frecuencia de fallas por pozo y para tener un equipo ya sea de varilleo o worover preparado para la ocurrencia de una eventual falla.

\* = Proyecto de Grado.

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

Director: Ingeniero de Petróleos Fredy Abelardo Nariño Remolina.

## **ABSTRACT**

### **1. TITLE**

**FAILURE ANALYSIS OF PUMPING MECHANICAL SYSTEM OF CANTAGALLO FIELD.**

### **2 AUTHORS\*\***

FRANCISCO ANTONIO ALVAREZ LACAYO

JOSE MANUEL VEGA CASTRO

### **3. KEY WORDS**

Mechanical Pumping, Subsoil group, Frequent Failure, Well Service, Sucker rods, Production Pump, Production Pipes.

### **4. DESCRIPTION**

In the present work, a faulty diagnostic is performed to the oil field that are submerged on a mechanical pumping system in Cantagallo field, through statistical analysis and defining possible solutions.

By using a mythology analysis of the application to show the root cause as a way to find the identity failures of subsoil groups of 12 wells chosen as critical for high frequent service wells at the Cantagallo field.

The work implicated, first and foremost, the recollection of information corresponding to rods, workovers, raw potentials, net production of oil, gas-oil relation and reports of pumps reparation; lastly, organizing the information and finally, the analysis of the same. For the analysis done on the information, choosing afterwards of the most critical 12 wells it is kept in mind that: the net potential of production of every and each well so that it can be determined those wells that generate the most economic lost, as well as the yearly number of the most common failures of wells during the period of this job study.

An analysis was applied to each well concluding that the principal issue is constituted by the pump's difficulty to manage the sand produced by the wells. The causes are very diverse and derive from the inadequate selection of pump materials, the damaged condition of the lining of the wells. The suggested recommendations are advised to reduce the high frequent failures per well and to have an inventory of either sucker rods or workover ready to be prepared for an eventual failure.

\* = Project of Degree.

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

Director: Eng Petroleum Fredy Abelardo Nariño Remolina

## INTRODUCCIÓN

La mayoría de las fallas asociadas a los sistemas de bombeo mecánico pueden ser atribuidas a uno de tres componentes pozo abajo: bomba, varilla de bombeo o tubería de producción. Una falla de bomba, varilla de bombeo o tubería de producción se define como un evento catastrófico que requiere que el personal de servicio saque o cambie uno o más de estos componentes. Por esta definición, la tasa de frecuencia de fallas es la cantidad total de fallas de componentes que ocurren por pozo, por año. Marginalmente, los pozos productores con altas tasas de frecuencia de fallas a menudo se clasifican como pozos “problemáticos” y las prácticas eficaces de gerencia de fallas pueden significar la diferencia entre operar y taponar es tos pozos. La gestión de fallas incluye prevención, identificación, implementación y registro de la causa de cada falla y es esencial a una gestión global de activos eficaz en costo.

La gestión de fallas eficaz en costo comienza con prevención y el momento de detener la siguiente falla es ahora-antes de un incidente. Simplemente el pescar y colgar el pozo después de una falla de varilla de bombeo no impedirá la repetición de fallas. De hecho, la mayoría de las fallas continúan con mayor frecuencia hasta que llega el momento en que toda la sarta de varillas tiene que sacarse y reemplazarse. Las reducciones de frecuencia de fallas que pueden lograrse exigen un análisis preciso de la causa y la implementación de medidas correctivas para impedir la repetición de las fallas. Se necesita una base de datos capaz de indagar la historia del “servicio de acondicionamiento” del pozo a fin de rastrear e identificar las tendencias de fallas. Una vez que la tendencia de fallas sea

identificada, se deberá poner en práctica las medidas correctivas durante los trabajos de acondicionamiento para impedir fallas prematuras del sistema de levantamiento. La historia de fallas en la base de datos debe incluir la información sobre el tipo de fallas, localización, profundidad, causa y las medidas correctivas puestas en práctica.

Para el personal de producción es muy importante entender los efectos de daños que parezcan ser de poca envergadura y saber cómo ese daño puede ocasionar fallas catastróficas. El análisis de fallas del sistema de bombeo es desafiante y uno tiene que ser capaz de mirar más allá de lo obvio y buscar pistas de lo que no es tan obvio. Todo el personal de producción debe tener capacitación y conocimientos adecuados de análisis de causa de fallas. El entendimiento de cómo identificar fallas y sus factores contribuyentes nos permite unas nociones de lo que se necesita para corregir la causa de la falla. Cada paso que se pueda efectuar para eliminar las fallas prematuras de las varillas de bombeo se debe tomar. Los programas de entrenamiento en ejecución relacionados con el sistema de bombeo deben incluir foros formales e informales que profesen seguir las recomendaciones de fabricantes para el diseño de levantamiento artificial, procedimientos de preservación y manejo, almacenamiento y transporte, instalación y reinstalación; enrosque y desenrosque. En la actualidad, existe una variedad de escuelas de entrenamiento y, con aviso anticipado, la mayoría de los cursos que éstas ofrecen, pueden ser dictados para satisfacer las necesidades específicas del personal de producción.

Este proyecto contiene un estudio de las fallas presentadas en el sistema de bombeo mecánico del Campo Cantagallo haciendo una distinción entre fallas por bomba, por varilla y por tubería y haciendo un análisis cuantitativo de pérdidas totales por año y el tipo de falla más frecuente por pozo.

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

### 1.1. CAMPO YARIGUI CANTAGALLO.

Los campos Yariguí y Cantagallo forman parte de la antigua Concesión Cantagallo y San Pablo, otorgada la primera en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y la segunda otorgada en el año de 1953 a la Shell Cóndor.

Administrativamente, estos campos dependen de la Superintendencia del Río, de la Gerencia Centro Oriente de ECOPETROL, la cual incluye además las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.

1.1.1. **Localización.** El campo Yariguí – Cantagallo está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-noroeste de Santa fé de Bogotá, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches (Figura 1). La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena y como vías alternas se cuentan dos carreteras, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

En la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos, que fueron Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), el cual alcanzó una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente CG-2) el cual alcanzó una profundidad de 6170 ft, encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. El pozo produjo 286 bls de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose a este pozo como el descubridor del campo.

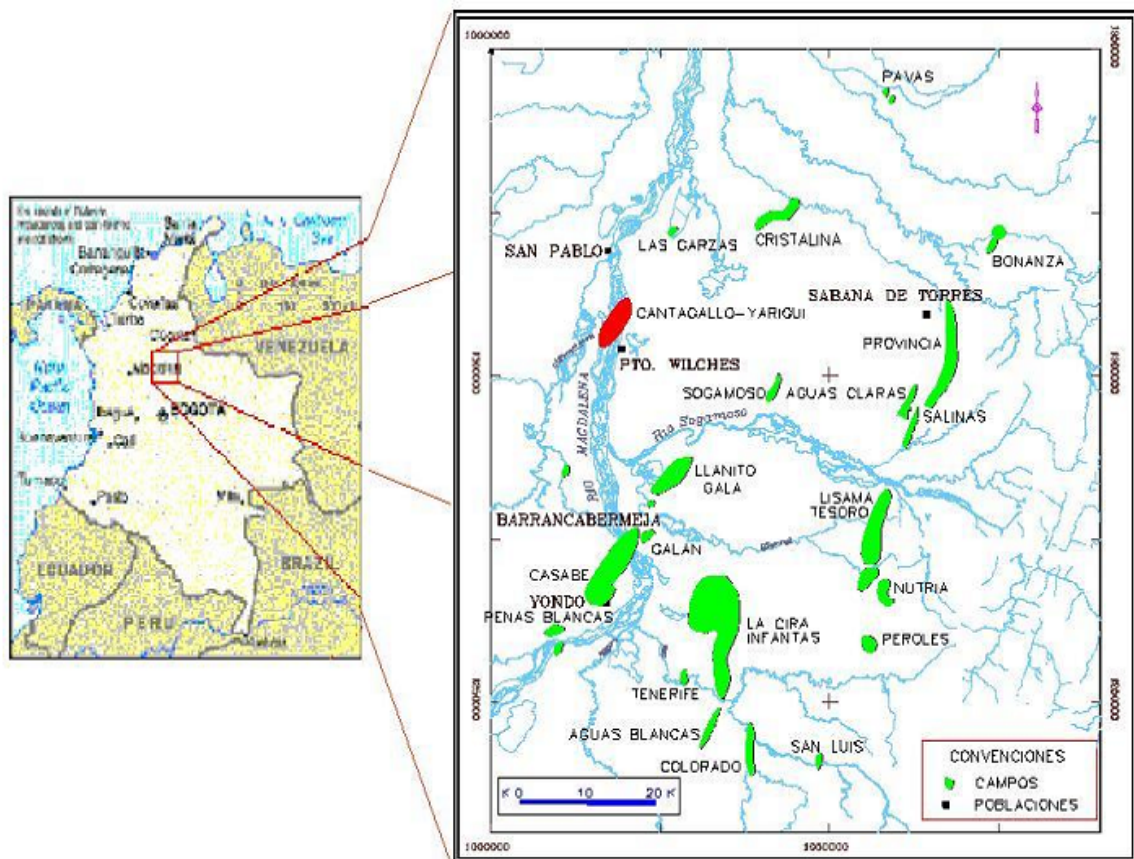
Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos. Luego siguió un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor. De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena. Los pozos CG-5, 7, 8 y 11 resultaron secos, con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo meridional de la Concesión. Los pozos CG-1, 3 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

La compañía Shell Cóndor en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo.

En Mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada en el extremo norte de la Concesión, quedando en el lado levantado de la falla de Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento. Se

suspende la perforación de pozos en esta concesión hasta Junio de 1976, cuando se perfora el pozo de relleno (Infill) CG-23, el cual produjo 196 bls de aceite de 20,4° API por bombeo convencional en las primeras pruebas de producción.

Figura 1. Localización del campo Yarigú – Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Cantagallo. Las perforaciones, direccionales en su mayoría, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el Este del campo Cantagallo.

En el periodo de 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el Campo Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33, 40 y los pozos YR-7, 8, 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 se reactivó posteriormente en Octubre de 1975.

En Diciembre de 1965, la compañía Shell, hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una rata de inyección promedio de 7000 bwpd a 3500 psi, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En Junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de Diciembre de 1987 revierte la Concesión Cantagallo.

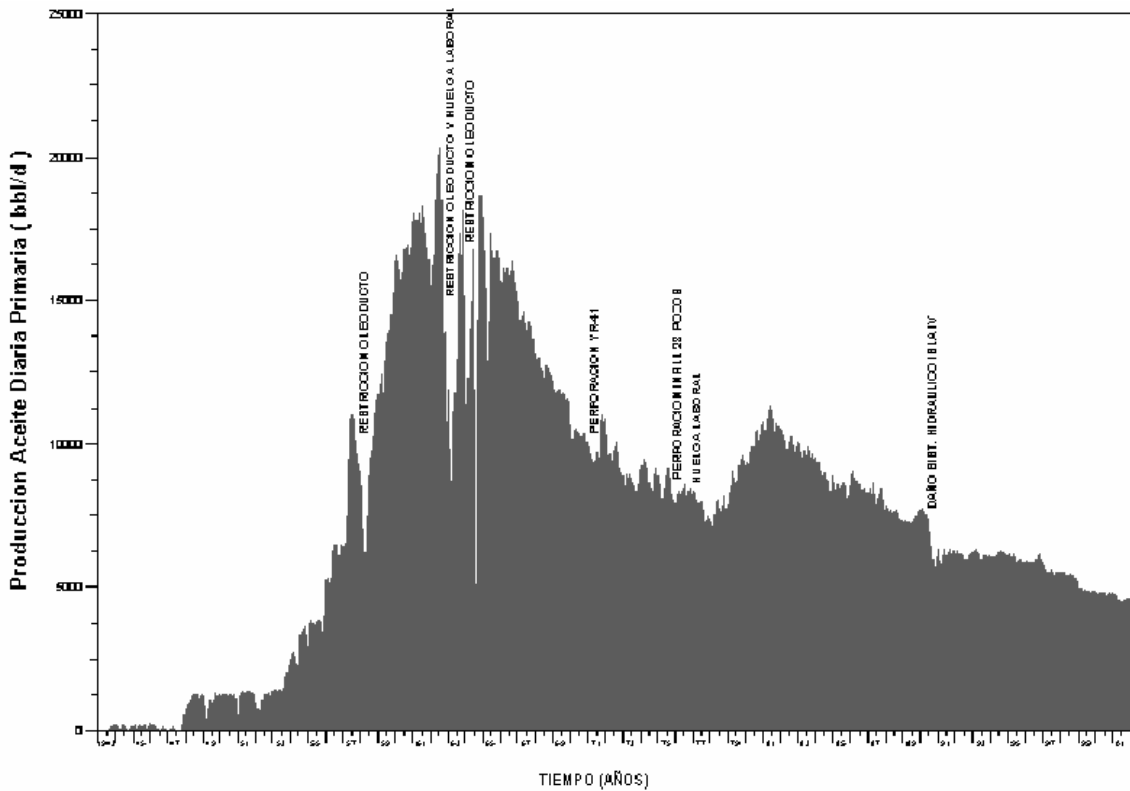
En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río

Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el campo se perforaron 94 pozos de los cuales 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia y 7 (CG-4, 8, 14, 15, y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 ft, de los cuales se logró una producción de 150 bpd de las pruebas iniciales en el miembro Salada.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas lift, bombeo mecánico y bombeo hidráulico.

Figura 2. Curva de Producción del campo Yariguí - Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas “CG” (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas “C” y en menor proporción en arenas “B”. Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas “CG”, el 70% de éstos se completaron en arenas “C” y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del campo se inició en el año de 1952 y en 1959 la explotación del campo Cantagallo alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 bopd, y en 1962 el campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 bopd. A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo es de 9500 bopd y 3700 Kcf de gas y se han recobrado 160 Mbls de petróleo y 84,5 Gcf de gas. La Figura 2 muestra la curva de producción de petróleo para el campo.

1.1.2. **Campos aledaños.** Los campos Cristalinas, Garzas y Sogamoso están dirigidos técnica y administrativamente por la Coordinación de Producción Cantagallo.

El campo Cristalinas está ubicado a 30 km al Norte del Campo Cantagallo y cuenta con un solo pozo activo, el Cristalinas (CR) 4. Este pozo actualmente produce 215 bopd con un BSW de 20% y GOR de 378. El sistema de producción es por bombeo mecánico. El crudo producido pasa por un separador bifásico y es almacenado en un tanque que tiene una capacidad de 1000 bls; posteriormente es bombeado hacia la isla 6 por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro. El gas producido se usa como combustible para el motor de la unidad de bombeo, el restante se suministra como gas domiciliario para la región y el sobrante se quema.

El campo de Garzas está ubicado a 12 km al Norte del campo Cantagallo y solo tiene el pozo Garzas (GR) 1. Este pozo produce por flujo natural 75 bopd con un BSW de 1% y muy poco gas. El pozo se encuentra sobre una plataforma fija igual que las facilidades de superficie como son el separador bifásico, el tanque de

recibo y entrega de crudo (capacidad de 750 bls) y la bomba de transferencia, debido a que el pozo se encuentra sobre la ciénaga Los Colorados. El crudo producido es bombeado todos los días hacia la isla 6 por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro. Este oleoducto se pega al de Cristalinas en el sitio llamado El Filtro, punto distante de la isla 6 unos 6 km aproximadamente.

El campo Sogamoso está ubicado a 25 km al Noreste del campo Cantagallo y cuenta con dos pozos activos, Sogamoso (SG) 2 y 3. Estos pozos producen por bombeo mecánico 20 bopd y 35 bopd, respectivamente y el BSW para ambos es de 0.5% y muy poco gas. La producción de los pozos pasa por un separador bifásico y se recibe y entrega en dos tanques de 1000 y 2000 bls de capacidad. La producción se bombea cada mes hacia la estación Galán en Barrancabermeja a través de un oleoducto privado de la firma Petrosantander.

Para la operación y mantenimiento de estos campos se cuenta con la asistencia de personal y equipos de Cantagallo. En cada campo se tiene bajo la modalidad de contrato la custodia de los pozos y equipos con personal de la región.

## 1.2. GEOLOGÍA

1.2.1. **Localización Geográfica.** El campo Yariguí-Cantagallo, localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta una longitud aproximada de 7 km por 2 km de ancho, para un área total de 14 km<sup>2</sup>

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

Las zonas de cordilleras se encuentran separadas de la zona del valle al Este por la Falla de La Salina y el sinclinal de Nuevo Mundo (Cordillera Oriental), y al Oeste por la Falla de Palestina (Cordillera Central). La Falla de rumbo de Ibagué constituye su límite Sur, y una silla angosta formada por rocas ígneas de las Cordilleras Central y Oriental en las cercanías de Aguachica, Cesar, se considera como su límite Norte con el Valle Inferior del Magdalena.

La cuenca está cubierta de una columna sedimentaria que sobrepasa los 16000 ft de sedimentos continentales y marinos, cuya edad va desde el Jurá-Triásico al reciente.

Son varios los trabajos que pretenden explicar el origen de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, los cuales se pueden agrupar en dos tendencias marcadas, la primera lo atribuye a un graben, limitado en sus flancos por fallas normales y la segunda lo atribuye a un semigraben limitado en su flanco Este por fallas de cabalgamiento y en su flanco Oeste por fallas normales.

En la actualidad se considera más aceptable una hipótesis que concilia los dos postulados anteriores, en el que se plantea inicialmente una tectónica de bloques que alcanza a afectar sedimentos pre-Eocénicos, producto de un ciclo orogénico Cretáceo-Paleoceno; y en segundo lugar un evento compresivo, representado por

fallas inversas y estructuras anticlinales y sinclinales, producto de la Orogénia Andina.

Geológicamente, la Cuenca ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios. En un principio actuó como una zona de "Rift" (durante el Triásico hasta comienzos del Cretáceo temprano), con una depositación principalmente molásica, continuó durante el Cretáceo como una cuenca "Back Arc" detrás de la zona de subducción Andina, con una sedimentación marina. A finales del Cretáceo y comienzos del Terciario (Maestrichtiano-Paleoceno) la sedimentación pasó a ser continental (fluvial, fluvio-paludal y/o fluvio-deltaíca). Un fuerte período de erosión se extiende desde el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio en toda la cuenca, borrando en algunos puntos la totalidad de la secuencia Cretácea. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada Inconformidad del Eoceno Medio. Después de este episodio se reinicia la sedimentación continental, configurándose la cuenca como tipo "Foreland", evento que se ha subdividido en dos etapas. La primera etapa se conoce como Foreland Preandino Temprano abarcando desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Superior y la segunda etapa se conoce como Foreland Preandino Tardío desde el Oligoceno Temprano hasta el Mioceno Medio. Finalmente durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica de antiguas fallas normales y un desplazamiento de las fallas ya invertidas durante el evento del Cretáceo Superior-Paleoceno. En general las estructuras asociadas a esta etapa tienen una dirección Norte Sur. Durante esta etapa la cuenca se caracterizó por ser una cuenca intramontana de una fase de Foreland Andino.

1.2.2. **Estratigrafía.** El campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en la sección Nor-occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario;

estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del campo Cantagallo). La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo 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 del campo La Cira.

En la Figura 3 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

- Formaciones Productoras: en el campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del campo, siendo estos las arenas CG y C; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas B, sólo es productor en algunos sectores del campo el miembro inferior B3.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones desde superficie hasta las unidades de interés:

- Formación Real: compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso, tiene 2600 ft de espesor aproximadamente.

- Formación Colorado: formación compuesta por la denominada unidad Arenas A, litológicamente está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas y La Cira shale que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.

- Formación Mugrosa: con base en las propiedades de los registros eléctricos se divide en cuatro miembros informales de base a techo así: "Arenas B3", "Arenas B2", "Arenas B1", "Arenas B0" y el "Horizonte Fosilífero de Mugrosa".

Las "Arenas B3" se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas grauwáticas con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes "Arenas C" de la Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacente "Arenas B2" es concordante.

- Formación La Paz: contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados "Arenas Cantagallo" y "Arenas C".

Arenas C. Constituyen el miembro superior de la Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratigráficamente se ubica entre las "Arenas Cantagallo" en la base y las "Arenas B" de la formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con

las "Arenas B" es discordante, dado por la ausencia de la formación Esmeraldas Arenas Cantagallo (CG). Principal horizonte productor, constituido por areniscas grauwaticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft. Su contacto inferior con la formación Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de la formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes "Arenas C" es concordante y esta dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

1.2.3. Estructura del Yacimiento. La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de la formación La Paz consiste de un monoclinal buzando hacia el Sur Este, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose hacia el Este hasta alcanzar buzamientos de 9° en cercanías de los pozos YR-1 y YR-8 (Figura 4).

En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más Norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de Palestina. La Falla de Cantagallo como control estructural del campo, tiene un rumbo aproximado N33°E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla. Esta falla pone en contacto rocas de la formación Girón (Jurásico) con rocas cretácicas y terciarias. Se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical (comprobado en el pozo YR-71) y presenta desplazamientos variables de hasta 7000 ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos cretáceos y parte de terciarios al Oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico y el

Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento<sup>2</sup>.

. Figura 3. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA	
TERCIARIO	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (T <sub>pl</sub> )			
	MIOCENO	GRUPO REAL (T <sub>or</sub> )			
	OLIGOCENO	FM COLORADO (T <sub>oc</sub> )		La Cira Shale	
				Arenas A0	
				Arenas A1	
			Arenas A2		
			Arenas A3		
			Arenas B0		
			Arenas B1		
			Arenas B2		
			Arenas B3		
EOCENO	FORMACION LA PAZ (T <sub>ep</sub> )		Arenas C		
			Arenas Cantagallo		
CRETACEO	CAMPANIANO	FORMACION UBER (K <sub>uo</sub> )			
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (K <sub>ll</sub> )			
	CONIACIENO				
	TURONIANO				
	APTIANO				
	ALBIANO	FORMACION SANTO (K <sub>sa</sub> )			
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (K <sub>ta</sub> )			
	BARREMIANO	FORMACION FAJA (K <sub>fa</sub> )			
	HAUTERVIANO	FORMACION ROSABLANCA (K <sub>rb</sub> )			
VALANGINIANO	FORMACION TAMBORE (K <sub>ta</sub> )				
JURASASICO	FORMACION GIRON (J <sub>g</sub> )				

Fuente: ECOPETROL S.A.

El sistema de Fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite Sur. En términos generales lleva una dirección Suroeste – Este – Noreste. Es de tipo normal con desplazamientos de 200 ft en la vertical. Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno Medio - Superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales principalmente de tipo normal que cortan el monoclinial en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

## 2 COMPONENTES DEL ESTADO MECANICO DE UN EQUIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPICO.



Fig. 1 Sistema de bombeo mecánico

Para la producción de crudos pesados como el de Cantagallo, el método empleado es bombeo mecánico, este método de levantamiento utiliza una sarta de varillas que transmite el movimiento recíprocante a la bomba en subsuelo.

El fluido es levantado por medio de un pistón y una válvula viajera, las cuales tienen movimiento ascendente y descendente dentro de un cilindro pulido denominado barril que presenta en su parte inferior una válvula fija. El pistón es conectado a la sarta de varillas, la cual se extiende hasta la superficie donde se conecta a una barra lisa y una caja de estopas que se diseñan para dar sello

neumático; la barra lisa va conectada al cabezal de la unidad de bombeo mecánico que opera con motor de combustión interna.

## 2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

**2.1.1 Unidades de bombeo:** Las unidades de bombeo son los equipos que transmiten por medio de la sarta de varillas un movimiento recíprocante a la bomba de subsuelo, la cual succiona el fluido de formación. El principio de operación de estas unidades es un motor que con una correa hace girar el reductor de velocidades que reduce el número de revoluciones por minuto originando un movimiento rotacional de la manivela que se convierte en un movimiento oscilante o recíprocante por medio de la viga, la manivela se conecta a la viga por medio de una biela y la viga se soporta en el poste maestro, el cabezal de la unidad de bombeo y el colgador de la guaya son utilizados para mantener vertical la sarta de varillas y para que la carrera descendente no ejerza esfuerzos. Las unidades de bombeo se clasifican como tipo convencional si su punto de apoyo está en el medio del balancín y es contrabalaceado por pesas, como tipo Mark II que posee el punto de apoyo en el extremo trasero del balancín y es contrabalaceado por pesas y del tipo Neumática con el punto de apoyo en el extremo delantero del balancín y es contrabalaceado por aire. Todas las unidades de bombeo tienen un efecto de contrabalaceo cuyo fin es almacenar energía durante la carrera descendente para posteriormente suministrarla durante la carrera ascendente.

**2.1.1.1 Unidades balanceadas por aire.** La utilización de aire comprimido en vez de contrapesas de hierro fundido pesado permite un control digital más preciso del contrabalaceo; el peso de la unidad se reduce gradualmente, reduciendo significativamente los costos de transporte e instalación; estas unidades presentan

una ventaja distintiva en los tamaños mayores con carreras largas donde las unidades convencionales tienen que ser tan grandes que su uso sería prohibido por peligrosas , las unidades balanceadas por aire se desarrollaron en los años veinte, donde las principales características de su disposición geométrica son : El balancín trabaja como una palanca de un solo brazo(empuje ascendente) ya que el cabezal del balancín y la biela quedan sobre el mismo costado del balancín, el contrapeso queda asegurado por la fuerza de presión del aire comprimido contenido en el cilindro a 300 psi, el cual actúa sobre un pistón conectado al balancín ,la unidad puede trabajar en sentido horario y anti horario, son unidades de doble engranaje con una capacidad de carga de 30.500 libras de peso, con un torque de 912.000 libras por pulgada y con recorridos entre 168,141 y 118 pulgadas.

**2.1.2 El sistema de contrabalance.** El inapropiado contrabalance genera cargas desiguales en la caja reductora y en el motor entre cada recorrido ascendente y descendente, originando cargas muy altas y excesivos requerimientos de potencia originando fallas en los cojinetes, bielas, engranajes y correas, una unidad debidamente contrabalaceada tiene un torque máximo igual en el recorrido ascendente y descendente.

**2.1.3 Caja reductora de velocidades.** Convierte la elevada velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida de bombeo, el API 11E da la clasificación relacionada con el torque máximo requerido y permitido sobre la caja, hay cajas reductoras de cadena o engranajes, debe tener una lubricación apropiada de las partes móviles, una inspección continua y un cambio regular del aceite para operar adecuadamente la caja reductora.

**2.1.4 El motor de la unidad de bombeo.** Es el elemento que hace posible el movimiento del balancín, según la disponibilidad de gas, ACPM o energía eléctrica en el pozo. Los motores de baja velocidad (de 200 a 800 revoluciones por minuto) pueden ser de uno o más cilindros de dos o tres ciclos , el tipo más popular dentro de la categoría es el motor horizontal de dos ciclos y un solo cilindro con un volante grande , la inercia del volante se utiliza para amortiguar las variaciones de velocidad durante la operación , los motores de alta velocidad (de 750 a 2000 revoluciones por minuto) usualmente son motores Diesel de 4 ciclos, desarrollando menos torque que los motores de baja velocidad y son más complejos, son menos costosos, y su vida de servicio es reducida en virtud a altas velocidades operacionales; la norma que rige los motores es la API 7B-11C.

**2.1.5 La barra lisa.** En acero sólido disponible en varios tamaños, equipada con conexiones en ambos extremos para las varillas de bombeo, está en la parte superior de la sarta de varillas y se mueve dentro del cabezal de la tubería de producción, esta barra soporta las cargas más altas del bombeo luego es la barra más fuerte de la sarta de varillas, su tamaño es más grande que el de la varilla de la sección superior. Transmite el movimiento de bombeo a las varillas y forma sello para evitar las fugas de los fluidos del pozo, por esta razón su superficie externa es pulida permitiendo el sello libre de fugas en el prensa-estopas, la acción abrasiva y la corrosión originadas por el fluido del pozo pueden dañar el acabado de alta calidad de la barra lisa incrementando las fugas.

**2.1.6 La caja de Estopas y la Grapa.** La caja de estopas es la caja que permite el sello de la barra lisa para evitar la fuga, la grapa es la que sostiene la sarta evitando que se caiga dentro del pozo.



Figura 2. Caja de estopas y abrazadera de barra lisa.

## 2.2 EQUIPO DE SUBSUELO

**2.2.1 Las varillas API para bombeo mecánico:** Es el elemento fundamental de bombeo mecánico porque proporciona un vínculo entre la unidad de bombeo en la superficie y la Bomba de subsuelo, una sarta diseñada apropiadamente asegura buenas condiciones de operación también reduce los costos totales de producción. A principios de siglo XX, aparecieron las varillas de acero sólido con extremos forjados para acomodar roscas hembras o macho. En los últimos años con la aplicación de un tratamiento al calor se mejora la resistencia a la corrosión, mejores diseños en la rosca macho y el empleo de rodillos en lugar de cortes hacen más precisas las roscas. En el mercado de las varillas también se

encuentran varillas de peso, las varillas huecas, las varillas de fibra de vidrio y las varillas continuas.

**2.2.1.1 La varilla API grado C.** Utilizadas en ambientes no corrosivos, está diseñada para aplicaciones de carga ligeras a medianas en pozos no corrosivos, se fabrican a la especificación API de acero AISI C-1536M de Carbono-Manganeso de alto grado que es totalmente normalizado y luego granallado después del termo tratamiento.

**2.2.1.2 La varilla API grado D.** fabricados bajo la norma AISI 1541M, el material de la aleación es Cromo y Molibdeno, utilizada en pozos con corrosión moderada en ausencia de sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S), recomendada para pozos de profundidad media y requerimientos de carga mediana a pesada, en ambientes no corrosivos o corrosivos con tratamiento de inhibidores, se fabrican a las especificaciones del API de acero de aleación especial, que es totalmente normalizado, templado y luego granallado después del termo-tratamiento. Este tipo de varilla se encuentra en los grados D56 para pozos de profundidad media, requerimientos de carga mediana no corrosivos; el grado D61 es de una aleación baja de Carbono, Manganeso, Cromo, Molibdeno con una alta resistencia a la tracción y a la corrosión, se recomienda para aplicaciones de carga pesada en ambientes inhibidos o corrosivos.

**2.2.1.3 La varilla API grado K.** Está compuesta de Níquel y Molibdeno para fluidos medianamente corrosivos, recomendada para aplicaciones de carga ligera a mediana, se fabrica a las especificaciones de API, de acero AISI A-42611M que es totalmente normalizado, templado y luego granallado después del termo-tratamiento.



Fig.3 varilla de bombeo mecánico

GRADO C API SERVICIO REGULAR								
Empresa	Grado	Cadencia (Miles psi)	Tensión(miles psi)	Elongación (min)		Reducción en el área (%)	Dureza Brinell	Tratamiento al calor ( la longitud completa)
				2"	8"			
AXELSON	S-60	100M	112M	---	13-20	65-71	235T	Calmado y Templado
AXELSON	C-60	60M	90M	---	19-24	60-67	187T	Normalizado
Bethlehem	X2	65M-72	93M-100	30-37	---	55M-60 <sup>a</sup>	192M-207 <sup>a</sup>	Normalizado
Continental	1	60-75	90-105	30-40	18-25	55-66	180-210	Normalizado
Jones	2	62-75	95-105	30-45	18-24	60-70	180-210	Normalizado
Liberty	A	65-72	95-105	---	18-25	50-65	180-200	Calmado y Templado en Aceite
National	40	60-75	95-105	30-40	18-25	55-65	180-210	Normalizado
Norris	30	65-75	95-105	---	18-23	50-65	190-205	Normalizado
Oilwell	N+	60-75	90-105	33-40	19-24	53-68	185T	Normalizado
Premier	ESF-C	65-75	90-105	---	18-23	50-65	179-207	Normalizado

TABLA 1. Propiedades físicas de la varilla API grado C

GRADO K API SERVICIO REGULAR								
Empresa	Grado	Cadencia (Miles psi)	Tensión(miles psi)	Elongación (min)		Reducción en el área (%)	Dureza Brinell	Tratamiento al calor ( la longitud completa)
				2"	8"			
AXELSON	80	65M	95M	---	14-19	55-65	207T	Normalizado y templado
AXELSON	S-87	110M	125M	---	12-17	55-67	255T	Calmado y Templado
Bethlehem	X Mayan	60M-65 <sup>a</sup>	90M-95 <sup>a</sup>	32M-35 <sup>a</sup>	---	50M-60 A	174M-192 A	Normalizado
Oilwell	L	65-90	95-110	33-38	14-19	55-65	207T	Normalizado y Templado

TABLA 2. Propiedades físicas de la varilla API grado K



Fig. 4 acoples.

ANÁLISIS QUÍMICO DE LAS VARILLAS EN BOMBEO MECÁNICO										
Grado	Carbono (%)	Manganeso (%)	Fosforo (%)	Azufre (%)	Silicio (%)	Níquel (%)	Cromo (%)	Molibdeno (%)	Otros (%)	Tipo de acero
C	0.3-0.37	1.2-1.5	0.04 máx.	0.04	0.2-0.3	0.25 máx.	0.25 máx.	0.05 máx.	0.01-0.03 Va 0.35 máx. Cu	1356
D56	0.37-0.42	1.35-1.55	0.035 máx.	0.04	0.2-0.35	0.30 máx.	0.25 máx.	0.05 máx.	0.05-0.06 Va 0.35 Cu  0.01-0.02 Nb	Especial
D61	0.4-0.45	0.75-1.00	0.035 máx.	0.04	0.15-0.3	0.25 máx.	0.80-1.1	0.15-0.25	0.02-0.03 Va 0.45 máx. Cu	4142
T66	0.38-0.42	1.2-1.40	0.035 máx.	0.04	0.2-0.35	0.30 máx.	0.70-0.85	0.24-0.32	0.08-0.1 Va o.35 máx. Cu	Especial
K65	0.2-0.25	0.75-1.00	0.035 máx.	0.04	0.2-0.35	1.65-2	0.25 máx.	0.20-0.30	0.01-0.03 Va 0.4 máx. Cu	4623
D63	0.19-0.23	0.85-1.05	0.035 máx.	0.04	0.15-0.35	0.9-1.2	0.8-1.05	0.22-0.30	0.02-0.03 Va 0.4-0.6 Cu	Especial

Tabla 3. Análisis químico de las varillas

<b>PROPIEDADES MECANICAS DE LAS VARILLAS DE BOMBEO</b>						
Grado	Resistencia a la tracción(1000 lb/pulg <sup>2</sup> )	Limite elástico(1000 lb/pulg <sup>2</sup> )	Elongación 8 pulgadas (%)	Reducción de Área (%)	Dureza Brinell	Termotratamiento
C11	90-115	60-75	18-23	50-65	190-241	Normalizado
D56	115-140	85-110	14-18	45-60	240-290	Normalizado y Templado
D61	115-140	85-110	10-15	45-65	240-290	Normalizado y Templado
T66	140-150	115-125	10-18	40-55	290-311	Normalizado y Templado
K65	90-110	75-85	16 Minutos	60-70	180-220	Normalizado y Templado
D63	115-140	85-110	14 Minutos	50-60	227-260	Normalizado y Templado

Tabla 4.Propiedades mecánicas de las varilla

2.2.1.4 **Barras Lisas.** Son elaboradas de acuerdo a la norma API especificación 11B, son suministrados con hilos enrollados totalmente forjados en frío, esta técnica asegura una perfecta unión con cada hilo de la rosca macho, la superficie pulida de los hilos provee resistencia a la corrosión y reduce la abrasión en el hilo .

El trabajo de endurecimiento de los costados incrementa la resistencia de la superficie a esfuerzos tensiles, de cedencia y cizalla. Debido a la presión de deformación, un sistema de esfuerzos compresibles residuales se concentra en las raíces de los hilos contrarrestando la carga tensil.

Entre los materiales usados para la construcción de las barras lisas se encuentran:

2.2.1.4.1 Acero de pistón. Elaborados de un acero de medio carbono (1045) y diseñadas para cargas ligeras a pesadas donde los fluidos de pozo son no corrosivos o se tiene un control eficiente con inhibidores, esta barra lisa económica tiene un mínimo de fuerza tensil de 105000 psi, no se recomienda para el uso con sarta de varillas tipo 96 y 97.

2.2.1.4.2 Acero aleado. Son fabricadas en acero aleado cromo –molibdeno (4140) y designadas para cargas de ligeras a pesadas para pozos con fluidos medianamente corrosivos con técnicas efectivas de inhibición, tiene un mínimo de fuerza tensil de 125000 psi, con una aleación que le provee dureza e incrementa la resistencia a la corrosión y la abrasión.

2.2.1.4.3 Acero “Norloy”. Elaboradas de acero aleado níquel-cromo-molibdeno (8620) y diseñada para cargas desde ligeras hasta pesadas en pozos con fluidos severamente corrosivos que son inhibidos químicamente; el Norloy tiene un mínimo de fuerza tensil de 100000 psi, la adición de níquel a esta barra lisa incrementa la dureza y la resistencia a la corrosión, se recomienda su empleo con sarta de varillas 75.

2.2.1.4.4 Acero inoxidable. Fabricadas de acero inoxidable tipo 431, con un mínimo de fuerza tensil de 115000 psi y con las mejores características de resistencia a la corrosión, tiene una excelente resistencia a la fuerza tensil y buena dureza, exhibe excelente resistencia a una amplia variedad de agentes corrosivos incluso para aguas de formación saladas.

2.2.1.4.5 Superficialmente endurecidas con cromo. Elaboradas bajo la norma AISI 4140 y mojada en cromo para aumentar la dureza a 65 RC, tiene un mínimo de fuerza tensil de 125000 psi y es empleada para condiciones abrasivas en pozos con cargas pesadas y servicio moderado de corrosión.

2.2.1.4.6 “Sprayloy”. Estas barras lisas endurecidas superficialmente con un metal rociado sobre el diámetro externo son fabricadas de acero al carbono con acabados en frío (1040), son recomendadas para condiciones abrasivas y corrosivas bajo cargas ligeras a pesadas.

2.2.1.5 Diseño de la sarta de varillas. El peso de la sarta de varillas está distribuido a lo largo de toda su longitud y cualquier sección tiene que transportar el peso de las varillas por debajo de esta, para profundidades mayores a 3500 pies, es aconsejable usar una sarta de varillas ahusada (combinación de menor y mayor diámetro), las varillas de menor diámetro se ubican debajo de las varillas de mayor diámetro, el diseño de la sarta de varillas es función del tipo de fluido a producir; si la gravedad específica del fluido es baja, es aconsejable un diseño ahusado pero si se trata de crudo pesado, es conveniente un diseño más rígido de varillas para que se sumerjan sin dificultad. El diseño considera los tamaños de las varillas disponibles en la sarta, las longitudes de las secciones ahusadas individuales y el material que se va a emplear. Para minimizar los efectos de inexactitudes en el diseño, se acostumbra asumir que se bombea agua y el nivel

de fluido se establece a la profundidad que va a ir ubicada la bomba. El sistema de codificación para las sargas ahusadas es diferente al de las convencionales, para las varillas acopladas los incrementos varían de  $\frac{1}{8}$  de pulgada en el tamaño de la varilla, el primer numeral del código se refiere al tamaño más grande de la varilla y el segundo numeral se refiere al tamaño más pequeño de la varilla, por ejemplo una sarga de sarga combinada de tres varillas (  $1\frac{1}{8}$ " , 1" ,  $\frac{7}{8}$ " ) se designa el código 97.

2.2.1.5.1 Carga sobre las varillas. La propiedad básica de cualquier sarga de varillas es su comportamiento elástico, las fuerzas que actúan en los dos extremos de la sarga producen ondas de fuerza elástica que viajan a través del material de la varilla a la velocidad del sonido, dichas ondas son de magnitud y fase diferentes, su interferencia y reflexión pueden afectar enormemente las fuerzas reales que ocurren en cualquier sección de la varilla (conocido como Sincronismo). Una evaluación de estas fuerzas durante el ciclo completo de bombeo demuestra que la sarga de varillas queda expuesta a una carga cíclica, aunque las varillas superiores siempre están tensionadas, el nivel de tensión se incrementa considerablemente durante el recorrido ascendente como resultado de la carga del fluido levantado, las cargas dinámicas y las fuerzas de fricción . La carga del recorrido descendente está conformada solamente por el peso de la flotación de las varillas menos las cargas dinámicas y las fuerzas de fricción, por lo tanto, la carga de la sarga de varillas tiene una tensión pulsante que debe ser considerada en un diseño mecánico, por esta razón la sarga de varillas tiene que diseñarse con suficiente resistencia a la fatiga.

2.2.1.5.2 El peso de las varillas. El peso de las varillas está distribuido a lo largo de la sarga y es igual a la densidad de las varillas por la longitud de la sarga por debajo de la sección dada, si es una sección ahusada se considera la densidad de las varillas de cada sección. El resultado de esta relación se toma como positivo para el recorrido, la carga del peso de la sarga de varillas siempre es positiva.

2.2.1.5.3 La fuerza de flotación. Es una fuerza que siempre se opone al peso de la varilla y es igual al desplazamiento hidráulico originado al sumergir las varillas en el líquido producido, se acostumbra manejar la suma del peso de la varilla y la fuerza de flotación, utilizando para ello los pesos específicos de la varilla en el fluido.

2.2.1.5.4 La carga del fluido. Esta es una fuerza concentrada que actúa en el fondo de la sarta, solo durante el recorrido ascendente y es igual a la fuerza que resulta de la presión hidrostática neta del fluido levantado, actuando sobre el área del pistón de la bomba, siempre es positiva.

2.2.1.5.5 Las cargas dinámicas. Son el resultado de los cambios en la aceleración, durante el ciclo de bombeo, del movimiento de las masas de las varillas y la columna de fluido. La magnitud y dirección de dichas fuerzas dinámicas están cambiando constantemente durante el recorrido de la bomba, las cargas dinámicas dan como resultado una carga neta positiva para el recorrido ascendente y la carga negativa para el recorrido descendente.

2.2.1.5.6 Las fuerzas de fricción. Compuesta por la fricción mecánica y la fricción del fluido, el fluido se está moviendo con las varillas durante el recorrido ascendente y contra las varillas en la carrera descendente, las fuerzas de fricción mecánica se oponen al movimiento de las varillas, esta fuerza es positiva durante el ascenso y negativa en el descenso.

2.2.1.5.7 Límite de resistencia de fatiga. La fatiga del material es una falla tensora plástica ocasionada por los esfuerzos repentinos, que aumenta los esfuerzos en la imperfección en la superficie de la varilla como una mella o una picadura por corrosión, la que lentamente aumenta en ángulos rectos en la dirección del esfuerzo a través del material de la varilla . En las varillas de acero el límite máximo de esfuerzo a que opera el equipo bajo condiciones de carga cíclica continua es como mínimo de 10 millones de ciclos completos, si el acero resiste estos ciclos se puede esperar que tolere dichos niveles de resistencia durante un largo periodo de tiempo. Los aceros pueden tener diferentes límites de resistencia, el valor real del límite de resistencia queda controlado principalmente por el tipo de carga, otros efectos incluyen las imperfecciones en la superficie y la naturaleza del ambiente de operación.

2.2.1.5.8 Los límites de resistencia a la fatiga para los aceros que permanecen bajo cargas de compresión–tensión cíclica han sido establecidos desde hace mucho tiempo, no obstante el diagrama de resistencia a la fatiga, no se puede utilizar en el diseño de la sarta de varillas debido a las diferencias encontradas en la naturaleza de la carga en la sarta de varillas y la utilizada en los experimentos.

2.2.1.6 Diagrama modificado de Goodman. En la mayoría de los métodos para el análisis de las cargas sobre las varillas están basados en el diagrama modificado de Goodman API, este permite las consideraciones de esfuerzos máximos y mínimos; es un gráfico de la relación de esfuerzos (mínimo esfuerzo calculado o medido sobre máximo esfuerzo disponible) y máximo esfuerzo permisible en libras por pulgada cuadrada (Psi). A.A Hardy, trabajando con el grupo de estudio API propuso la modificación del Diagrama de Goodman original, estas modificaciones incluyeron, que el esfuerzo máximo a la tensión permitida debería ser inferior a la resistencia a la tensión cuando la carga del acero está más allá de los cambios de deformación plástica en las propiedades del metal. No se puede permitir la

compresión en la sarta de varilla porque esto origina un pandeo, para lo cual las varillas delgadas son vulnerables y la falla prematura ocurre. Un factor de seguridad adicional se debe tener en cuenta para atacar el efecto de corrosión del ambiente, generalmente llamado factor de servicio. El límite de resistencia a la fatiga del material de una varilla de acero, llamado Esfuerzo o Tensión permitida ( $S_a$ ), se puede calcular con la siguiente fórmula.

$$S_a = S_F \left( \frac{T_a}{4} + 0.5625 S_{min} \right)$$

Ecuación 1. Esfuerzo o tensión permitida

Donde  $S_f$  es el factor de seguridad,  $T_a$  es la resistencia mínima a la tensión del material de la varilla en libras por pulgada cuadrada (Psi),  $S_{min}$  es el esfuerzo o tensión mínima en la varilla en libras por pulgada cuadrada (Psi).

El empleo del factor de seguridad permite un factor adicional de seguridad en el diseño de la sarta cuando se bombean fluidos corrosivos, su valor se puede establecer mucho mejor a partir de los registros de campo porque este varía con la naturaleza de los fluidos producidos y la efectividad de los tratamientos contra la corrosión, observe tabla 8. Los acoples (rosca hembra) de la varilla de diámetro pequeño reducen la resistencia de la sarta como resultado de sus reducidas áreas transversales, si se utilizan los acoples de diámetro reducido, la fatiga permitida calculada con la fórmula se debe reducir aplicando un factor de apreciación de los acoples reducidos para los diferentes tamaños y grados de varilla, observe tabla 9.

AMBIENTE	FACTOR DE SERVICIO	
	Varilla Grado C	Varilla Grado D
No Corrosivo	1.00	1.00
Agua Salada	0.65	0.90
Sulfuro de Hidrogeno	0.5	0.70

Tabla 5. Factores de servicio para distintos ambientes y grados de varilla

TAMAÑO DE VARILLA (In)	FACTOR DE APRECIACION PARA VARILLAS		
	GRADO K	GRADO C	GRADO D
5/8	-	0.97	0.77
¾	-	-	0.86
7/8	0.93	0.88	0.69
1	-	-	0.89

Tabla 6. Factores de Apreciación de los acoples reducidos para distintos grados de varillas

Este diagrama se puede utilizar universalmente para todos los grados de varillas y permite el análisis de los diferentes grados de varillas sobre el mismo diagrama, los límites de carga seguros, sobre el diagrama de Goodman están por encima del diagrama de esfuerzos máximos igual a cero ( $S_{wmax} = 0$ ) porque por debajo de

este valor las varillas están comprimidas y por debajo de la línea de esfuerzo permitido ( $S_e$ ) válido para el factor de servicio asumido; si los valores de esfuerzo máximo de la varilla graficados contra los valores de los esfuerzos mínimos asignados caen dentro de este intervalo, el diseño de la sarta de varillas se considera como seguro, permitiendo la operación libre de inconvenientes, por lo tanto, el objetivo del método de diseño de cualquier sarta de varillas es el de conservar los esfuerzos o las fatigas, en las diferentes secciones de la sarta combinada dentro de los límites seguros de operación. Como el esfuerzo mínimo aumenta, así mismo también aumenta el rango de los esfuerzos límites o fatigas permitidas, entonces la diferencia entre los esfuerzos máximo y mínimo disminuye, esto significa que cuando una sarta de varillas opera bajo altos niveles de esfuerzo, los esfuerzos mínimos deben mantenerse igualmente altos, esta situación es acorde a los pozos profundos, donde el peso de la sarta larga de varillas representa el principal elemento de la carga máxima de la varilla, en el bombeo de pozos moderadamente profundos, los grandes pistones originan las cargas máximas altas y mínimas bajas y el esfuerzo máximo de la varilla podría quedar limitado para no sobrecargar la sarta.

El diagrama modificado de Goodman permite la consideración del máximo esfuerzo y el rango de esfuerzos permitidos en la sarta de varillas. El procedimiento de evaluar gráficamente la carga de varilla para un factor de servicio 1 (bombeo ideal, sin corrosión y sin golpe de fluido) es el siguiente.

- Determine el mínimo esfuerzo tensional ( $T$ ) de las varillas usadas, esta es publicada por el fabricante, también se encuentran en la tabla 7 en la columna de resistencia a la tracción.

- Se trazan una línea horizontal y una vertical sobre un papel milimetrado, trazar una línea de 45 grados entre ellas, esta línea establece los esfuerzos mínimos, construir una escala de esfuerzos sobre el eje vertical.
- Usando la escala de esfuerzos, trace el punto ( $T/1.75$ ) sobre la línea de 45 grados.
- Sobre el eje vertical, localice el punto ( $T/4$ ), dibuje una línea entre este punto y el punto establecido anteriormente. Esta establece el máximo esfuerzo permitido para un factor de servicio de 1.
- Trazar la línea de esfuerzos mínimos sobre la línea de 45 grados, use la escala de esfuerzos mostrada sobre el eje vertical.
- El máximo esfuerzo permitido es leído directamente sobre la línea de máximos esfuerzos permitidos.
- Localice el esfuerzo calculado o medido ( $S_a$ ) con la ecuación 18, si este esfuerzo es mayor que el máximo esfuerzo permitido, la sarta de varillas está sobrecargada.

El diagrama modificado de Goodman es un reporte gráfico útil para conocer el estado de cargas sobre la sarta de varillas; muestra los picos de esfuerzos máximos y mínimos que permiten comprender si se trabaja a compresión o a tensión, observar la figura 7.

$$(S_a) = \left[ \frac{F}{4} + 0.5625 (MPRL) \right] * S_F$$

Ecuación 2. Esfuerzo máximo de la sarta de varilla

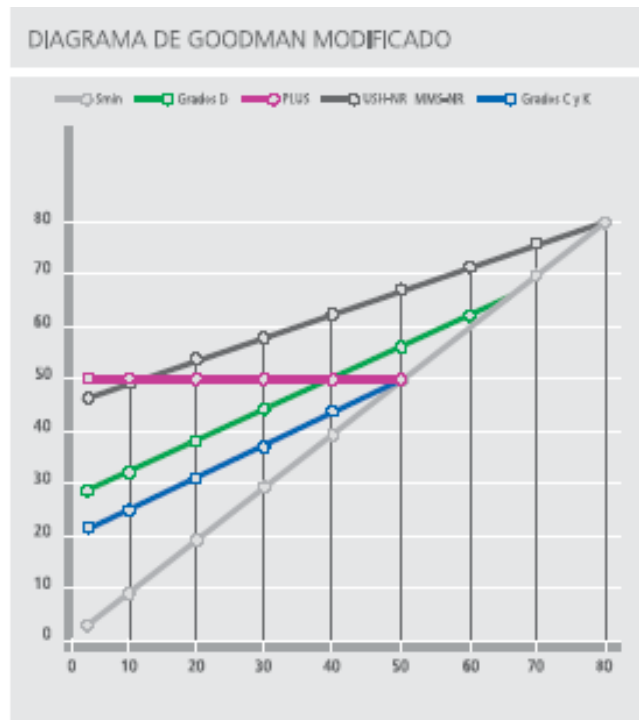


Figura 5. Diagrama de Goodman.

2.2.1.7 Unión de las varillas. La operación de un sistema de Bombeo mecánico depende del apropiado funcionamiento de cada una de las uniones de la varilla en la sarta, la rosca macho apretada con la mano hará que se afloje gradualmente la unión con el movimiento periódico de la sarta hasta que se suelta. La sección

transversal de una unión en una varilla, muestra la distribución del esfuerzo mecánico en las partes metálicas.

La superficie sobresaliente de la rosca macho está en contacto con la superficie del acople y el alto torque aplicado durante el enrosque ejerce una fuerza de contacto muy alta entre las dos partes , esta fuerza actúa sobre las áreas metálicas tanto de la rosca macho como del acople y aumenta los elevados esfuerzos locales , el esfuerzo en el acople es compresivo mientras que en la rosca macho de la varilla es tensor, después de las cargas durante el bombeo actúan directamente sobre la unión, imponiendo así un esfuerzo adicional a la unión. Los esfuerzos en la rosca macho son aditivos y se observa un aumento en el esfuerzo tensor neto, el incremento en la cantidad de esfuerzo es igual a la carga sobre la varilla dividida sobre el área transversal combinada de la rosca macho y el acople. La parte superior del acople se mantiene bajo compresión debido al pre-esfuerzo producido por un apropiado enrosque, por consiguiente, las cargas del bombeo reducen el esfuerzo por compresión en esta área, la unión de la varilla enroscada apropiadamente debería tener esfuerzos por compresión que sean suficientemente más altos que el esfuerzo máximo de tensión esperado en las cargas de un pozo, entonces, la sección superior del acople siempre permanece bajo compresión lo que mantiene la superficie del acople firmemente en contacto con la superficie sobresaliente de la rosca macho. Si se mantiene un contacto firme entre la superficie sobresaliente de la rosca macho y la superficie del acople, las cargas durante el bombeo son soportadas por toda la unión; el apropiado enrosque de las varillas juega un papel crucial para evitar las fallas en la unión.

**2.2.2 La tubería de producción.** Es el medio de transporte del fluido a la superficie, y soporta la carga del fluido mientras la bomba baja a recoger otra carga, cuando la profundidad de la bomba no excede los 3500 pies, la tubería es

suspendida desde la superficie por el cabezal de la tubería de producción, a profundidades mayores la tubería se ancla.

2.2.2.1 Anclas de tubería. Durante el bombeo del pozo la tubería está sometida a movimientos de alargamiento y contracción lo que provoca desgaste y grietas , fugas en los cuellos y pérdida de producción debido a la disminución de la carrera del pistón ,la sarta de tubería de producción está sometida a una carga variable durante el ciclo de bombeo, durante el recorrido ascendente la sarta de tubería no tiene carga porque el pistón soporta el peso del fluido , esta carga se transfiere a la tubería al comenzar el recorrido descendente , dependiendo de la carga variable , la sarta libremente suspendida periódicamente se estira y se contrae con el ciclo de bombeo . El estiramiento de la sarta de tubería de producción reduce el recorrido del pistón disponible para levantar los fluidos, resultando la reducción en el desplazamiento de la bomba, bajando la eficiencia de bombeo. En las prácticas de producción, se utilizó un simple empaque de expansión con agarre a la pared de la tubería de revestimiento para anclar la tubería, este tipo de empaque se puede considerar como un ancla de compresión que depende de la fuerza de compresión para sostener la tubería de producción apropiadamente, evitando el movimiento de la tubería en la carrera descendente y permitiendo el movimiento de la tubería en la carrera ascendente, como se observa en la figura 10. La tubería se pandea sobre el recorrido ascendente, su deflexión va quedando limitada por una sarta de varillas recta y cargada pesadamente , la situación es peor en la carrera descendente cuando la tubería , aunque cargada por el peso de la columna de líquido , no se puede enderezar por culpa del ancla de compresión , el pandeo es más severo porque el movimiento lateral de la tubería de producción se limita solamente por la tubería de revestimiento y no por la sarta de varillas que no está bajo tensión, por lo tanto ofrece menos resistencia, esta característica hace el ancla de compresión no viable. Una mejor forma de anclar la tubería es con un ancla tipo tensión; esta se coloca a cualquier profundidad en la tubería de revestimiento y no permite ningún movimiento vertical, su potencia de agarre se deriva de una fuerza tensora sobre la tubería de producción, esta ancla elimina el

pandeo, pero esta ancla presenta algunos inconvenientes para recuperarla y no evitan que la tubería partida caiga dentro del pozo, luego hay que hacer la pesca apenas se rompa la tubería de producción. La cuña del ancla de la tubería de producción ofrece las ventajas de las anclas de tensión y compresión , se coloca con una rotación a la izquierda y se recupera con una rotación opuesta, cuando se coloca , la cuña del ancla permite un tensionamiento apropiado de la tubería para evitar completamente el pandeo, la cuña del ancla elimina el desgaste de la varilla, la tubería de producción y la de revestimiento , su utilización incrementa el recorrido efectivo del pistón , manteniendo la eficiencia de la bomba, la carga de la sarta de varillas y de la unidad de bombeo también se reducen. El objetivo de las anclas es mantener la tubería en constante tensión, eliminando los continuos movimientos de alargamiento y tensión, se estableció como una profundidad de asentamiento del ancla en Bombeo Mecánico a 4.000 pies.

Existen dos tipos de anclas, mecánicas e hidráulicas.

2.2.2.2 Separadores de fondo (ancla de gas). Las bombas de pistón que trabajan con base en el principio de desplazamiento positivo y están diseñadas para bombear una fase líquida incompresible, pero los pozos que producen alguna cantidad de gas presenta el inconveniente que el gas libre a una presión de succión reduce drásticamente la eficiencia volumétrica de la bomba y puede desarrollar un bloqueo por gas que detiene el bombeo, se presenta fallas operacionales como fallas en las varillas y la bomba ocasionadas por el golpeteo del fluido y las pérdidas de producción de líquido . La interferencia de gas es considerada como uno de los mayores enemigos que enfrenta el ingeniero de producción al trabajar con Bombeo Mecánico , los separadores o segregadores de gas operan por el principio de segregación gravitacional , los líquidos son más densos que los gases, fluyen hacia abajo y el gas debido a su gravedad específica tiende a ascender en los líquidos , el espacio anular entre la tubería de

revestimiento y la tubería de producción ofrece una forma ideal para conducir el gas separado hasta la superficie , la bomba se ubica debajo de las perforaciones inferiores de la tubería de revestimiento ,quedando la succión de la bomba a una profundidad mayor que la cara de la arena productora ,el gas asciende por el anular y el líquido desciende para ingresar a la bomba.

2.2.3 LAS BOMBAS DE SUBSUELO. El ciclo de bombeo comienza con el viaje ascendente cuando el pistón alcanza el fondo del barril, en este momento en superficie la cabeza del balancín está en la posición mas baja , tan pronto comienza el viaje ascendente la válvula viajera se cierra por acción del peso del fluido, el movimiento hacia arriba del pistón causa una reducción de la presión en la parte inferior del barril de la bomba abriendo la válvula fija y el vacío formado por el movimiento ascendente del pistón llena la cámara del barril con fluido de formación , termina el movimiento ascendente del pistón y comienza el movimiento descendente , en este momento el cabezal del balancín está en la posición mas alta , tan pronto comienza el descenso de la barra lisa en superficie , comienza a bajar el pistón de la bomba , esto hace que el fluido que está dentro de la cámara cierre la válvula fija por acción de su peso , el pistón continua bajando comprimiendo en fluido en el barril abriendo la válvula viajera permitiendo el paso del fluido a la tubería de producción, comenzando un nuevo ciclo . Para este ciclo de bombeo se asumen condiciones ideales, con fluido monofásico y que el barril se llena completamente con el fluido de la formación durante el recorrido ascendente, cuando entra gas en la producción no llena completamente el barril presentando una disminución de la eficiencia de la bomba. Cuando la capacidad de la bomba es más alta que la tasa de de fluido de la formación, ocasionara una disminución del recorrido efectivo del pistón, disponible para el levantamiento de los fluidos y en consecuencia hay que disminuir las relaciones de bombeo. Las dos principales categorías de bombas de subsuelo son tipo tuberías y de tipo insertos o varillas que se especifican en la norma API 11AX, su diferencia radica en la forma de cómo está instalado el barril de trabajo en el pozo.

2.2.3.1 Bomba de tubería de producción. El barril de trabajo forma una parte integral de la sarta de la sarta de la tubería de producción, esta construcción permite utilizar un barril con un diámetro ligeramente inferior al diámetro interno de la tubería de producción, su principal desventaja radica en que el barril solo puede ser retirado con toda la tubería de producción. Debajo del barril de la bomba de tubería está montada una boquilla de asentamiento donde se asegura la válvula fija, después que este montada la tubería de producción y el barril, se monta el pistón con la válvula viajera en la sarta de varillas, la boquilla de asentamiento de la válvula fija puede ser mecánico o por copas de fricción. Las ventajas de la bomba de tubería son proporcionar bombas mucho más grandes , poseen barriles con  $\frac{1}{4}$  de pulgada más pequeño que el diámetro interno de la tubería de producción , estos barriles permiten un mayor nivel de fluido , su construcción es más fuerte y resistente, el barril es una parte integral de la tubería de producción luego debe soportar grandes cargas, la sarta de varillas esta directamente conectada con el pistón haciendo más confiable la conexión, las bombas tipo tuberías tienen menos partes luego son menos costosas , los mayores tamaños de las válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, luego es posible la producción de fluidos viscosos. Entre las principales desventajas de este tipo de bomba se encuentra que las operaciones de limpieza de un pozo usualmente requieren que la tubería de producción sea retirada, los altos costos de reparación de la bomba y el servicio a pozo es más largo, luego cuesta más. Estas bombas funcionan muy mal en pozos gasíferos, la profundidad de levantamiento puede verse limitada por las grandes cargas de fluido asociadas con las mayores áreas de pistón y se requiere el empleo de varillas de alta resistencia, las bombas de tubería (THM) se recomiendan para pozos difíciles de bombear. El pistón recorre por cada extremo del barril generando una distribución uniforme del desgaste y minimiza la entrada de material abrasivo entre el pistón y el barril, las bombas tipo tubería ofrece mayor la máxima relación de agujero al diámetro interior del barril, haciendo que sean capaces de manejar más fluido que las bombas de inserto. Esta bomba se debe escoger cuando la producción es alta o el crudo es muy

viscoso, las extensiones al final de cada extremo del barril hacen que la carrera sea a través de diversos arreglos mecánicos, la longitud de la carrera puede ser ajustable según la necesidad; así, el pistón puede salir del barril hacia las extensiones tanto en su carrera descendente como ascendente. Pero tan solo el pistón y la válvula fija pueden sacarse con la sarta de varillas y para sacar el barril hace falta sacar toda la tubería.

2.2.3.2 Bomba de insertos o de varilla .Solo la boquilla de asentamiento va con la sarta de la tubería de producción, la bomba va en un montaje único que va montada sobre la sarta de varillas y se utiliza un anclaje tipo copa o mecánico para asegurarlo y la válvula fija de la bomba de varilla es parte del barril. Este tipo de bomba se divide en varios grupos dependiendo del tipo de anclaje y si el barril es estacionario o viajero.

2.2.3.3 Bombas de varilla con ancla superior y barril estacionario. El ancla es recomendada para pozos arenosos porque las partículas de arena no se asientan sobre la boquilla de asentamiento debido a la acción continua de lavado de los fluidos bombeados , cuando se bombean fluidos gasíferos en pozos con bajos niveles de fluido , la bomba trabaja bien porque la válvula fija se sumerge mucho más profundo en los fluidos del pozo que las bombas ancladas en la parte inferior, un separador de gas se puede conectar directamente al barril de la bomba cuando hay presencia de gas libre , si se requiere un barril de mas tamaño, el ancla superior proporciona un mejor soporte al conjunto de la bomba que un ancla inferior . Las desventajas de este tipo de bomba se encuentra que la parte externa del barril queda con una presión de succión mientras que la parte interna queda expuesta a una alta presión hidrostática de la columna de liquido en la tubería de producción, el mayor diferencial a través de su pared puede deformar o explotar

el barril especialmente si es un barril de pared delgada, en la carrera descendente el barril queda expuesto a elevadas cargas tensoras ocasionadas por el peso de la columna de líquido que es aguantada por la válvula fija, la resistencia mecánica del barril limita la profundidad a la cual se puede utilizar estas bombas, la varilla que conecta la canasta superior del pistón se puede desgastar por la fricción contra su guía, y se puede convertir en un punto débil en la sarta de varillas y por consiguiente falla . Este tipo de bomba tiene el ancla al tope del barril, así el barril entero y la válvula fija de la bomba se extiende debajo del zapato.

2.2.3.4 Bombas de varilla con ancla inferior y barril estacionario. Se puede usar en regiones más profundas que las bombas de varilla con anclaje superior , el empleo de estas bombas en pozos con bajos niveles de fluido porque se pueden poner a funcionar muy cerca del fondo del pozo , el punto más profundo del mecanismo de bombeo será la boquilla de asentamiento, entre las desventajas de esta bomba durante la operación intermitente , esta la arena que se asienta en la parte superior del pistón pegándolo contra el barril, el espacio anular entre la tubería de producción y el barril se llena con arena u otros sólidos impidiendo la sacada de la bomba , la varilla , la válvula viajera puede convertirse en un punto débil comparado con la sarta de varillas . El costo de esta bomba es el más alto que la bomba de barril viajero. El ancla de la bomba esta en el fondo, la válvula fija y la bomba entera están sobre el ancla dentro de la tubería de producción.

2.2.3.5 Bombas de varilla con barril viajero. Se recomiendan para trabajos en pozos arenosos porque el barril viajero mantiene el fluido en movimiento alrededor del ancla evitando que la arena u otros sólidos se asienten en el pistón, la conexión entre la sarta de varillas y el barril viajero es más fuerte que la varilla de la válvula viajera y la sarta de varillas en las bombas de barril estacionario, tiene una construcción resistente con menos partes y es menos costosa. Entre sus desventajas se encuentra el tamaño de la válvula fija que es limitado porque se fija

al barril, es una válvula más pequeña que ofrece una alta resistencia al flujo de fluidos, permitiendo que el gas se separe de la solución originando una deficiente operación de la bomba en los pozos gasíferos. En los pozos profundos, la elevada presión hidrostática que actúa sobre la válvula fija en el recorrido descendente puede ocasionar el doblamiento del tubo extractor y puede originar un excesivo desgaste entre el pistón y el barril, esto limita la longitud del barril que se puede usar en los pozos profundos, el bombeo de fluidos altamente viscoso no es recomendado para esta bomba porque la válvula fija puede producir una caída excesiva de presión a la entrada de la bomba. Esta bomba tiene el ancla sobre el fondo del tubo hueco y la bomba entera está por encima del ancla, permaneciendo dentro de la tubería de producción.

2.2.3.6 Bomba tipo Pampa .Existen dos tipos de configuraciones de bomba pampa, la bomba tipo tubería de producción y la bomba de varilla de barril viajero o estacionario. Todas trabajan bajo el concepto de un pistón mas largo de lo normal y un barril más pequeño, estas bombas son ideales para pozos donde las demás bombas tienden a quedarse pegadas debido a partículas, ya que siendo el pistón más largo que el barril, este en su carrera sale de este y lo lava.

## 2.2.4 PARTES ESTRUCTURALES DE LA BOMBA.

2.2.4.1 Barriles. Conforman un tramo de la tubería metálica , con una pared pulida para permitir el movimiento suave del pistón el tamaño nominal de la bomba es el diámetro interno exacto del barril, depende de las roscas aplicadas en los dos extremos .Disponibles con extremo de rosca macho o caja (rosca hembra), los barriles de pared gruesa son de  $\frac{1}{4}$  de pulgada de espesor y los barriles de pared

delgada son de  $\frac{1}{8}$  de pulgada , los barriles tienen una longitud de 24 pies (7.2 metros) en promedio , los materiales en que pueden estar fabricados son de acero regular, acero cementado, acero con diámetro interno de Cromo , Bronce y Bronce con diámetro interior de Cromo, todos estos esmerilados con precisión y la técnica del enchapado en Cromo es fijado por la norma de la industria .



Figura 6. Barriles de Bomba

2.2.4.2 Pistones. Los primeros pistones fueron de empaquetadura flexible utilizando capas fabricadas en material elástico para sellar sobre la pared del barril, su principal ventaja era la resistencia a la corrosión, su uso en pozos de profundidad mediana a alta se limita debido a la resistencia de las capas de sellamiento, los pistones metálicos proporcionan un sello-metal que es más efectivo y un mejor ajuste en el pistón y el barril, los pistones metálicos son elaborados en versiones planas y acanaladas, estas últimas muy ventajosas en pozos que producen arena porque las partículas solidas quedan atrapadas en los canales evitando la abrasión del barril y el pistón.

Para observar una alta eficiencia de bombeo, la tasa de deslizamiento de líquido se debe mantener al mínimo, esta es la "tolerancia" que se permite, esta tolerancia debe ser pequeña entre la pared interna del barril y el pistón, generalmente los ajustes disponibles en el pistón van desde 0.001 pulgadas (0.03 milímetros) hasta 0.05 pulgadas (0.13 milímetros) medidos en el diámetro. La selección de la tolerancia que se utiliza en el pistón se hace con base en las condiciones actuales del pozo, pero la viscosidad del líquido es un factor dominante, los crudos con alta viscosidad se pueden bombear eficientemente con una tolerancia de 0.05 pulgadas, mientras los crudos de baja viscosidad utilizan una tolerancia de 0.001 pulgadas, al igual que los barriles, los pistones también son de dos tipos, de tipo rosca macho o tipo rosca hembra. Los pistones de Cromo son los más baratos, con una superficie cementada, hay unidades con conexiones hembra de Monel la cual es termo pulverizada, los pistones están fabricados de una aleación sin costura, de pared gruesa, con un material de revestimiento de Níquel pulverizado en estado derretido con una dureza cercana a la del diamante industrial, que resiste por más tiempo la abrasión y la corrosión, el área más vulnerable a la corrosión es la conexión hembra, sin protección, los elementos corrosivos rápidamente la dañara traspasando la pared delgada y roscada, reduciendo la eficiencia de la bomba.

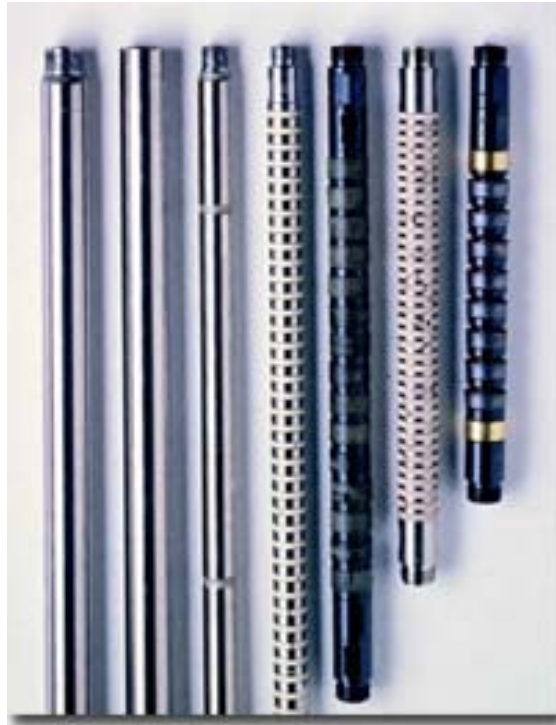


Figura 7. Pistones de Bomba

2.2.4.3 Las válvulas. Son el corazón de la Bomba de subsuelo porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de la válvula fija y viajera , estas válvulas son simplemente válvulas tipo cheque que operan bajo el principio de una bola y un asiento , están fabricados con materiales resistentes a la erosión , las bolas metálicas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilizado para proporcionar un perfecto sello, los pequeños imperfectos inicialmente se encuentran en la superficie de sello o daños posteriores se originan por abrasión o corrosión. Estas fallas producen un elevado deslizamiento o escurrimiento del líquido y un rápido deterioro por la acción de la válvula. Las fuerzas de alto impacto a la que están sometidas la bola y el asiento por las altas presiones originan un excesivo desgaste de estos elementos, para reducir el daño de la válvula y mejorar el funcionamiento, se utilizan las canastas o jaulas de válvula para restringir el movimiento de la bola, la Canasta guiada en la bomba proporciona una vida útil más larga a las válvulas, su inserción de caja auto centrada asegura una caída

recta de la bola , disminuyendo la acción de “pulsaciones de flotación” de la bola y minimiza el desgaste por fricción, una junta de empaque de goma especial, resiste altas temperaturas, protege la inserción para amortiguar el impacto. Los materiales en que están elaborados los asientos son el Cromado, el Rex-Alloy, los carburos entre ellos el carburo de tungsteno, el ligante carburo-Níquel, y el carburo de titanio, para las bolas se manejan el acero inoxidable, el Cromado, el Rex-Alloy, los carburos, el ligante carburo-Níquel, y el carburo de Titanio, los materiales básicos y tenaces de las canastas o jaulas aseguran el servicio de larga duración en materiales de Acero, Bronce y Acero inoxidable.



Figura 8. Bolas y asientos de válvulas.

2.2.4.4 Colgadores (ancla de bomba). Fijan la parte estacionaria de una bomba a la sarta de producción , el ancla va dentro de una boquilla de asentamiento previamente instalado en la tubería de producción donde queda mecánicamente

asegurado por las fuerzas de fricción , la operación de la bomba imparte fuerzas verticales sobre el elemento estacionario del ensamble de la bomba , estas fuerzas son transferidas directamente al ancla, en caso contrario el ancla se desasienta y la bomba deja de producir , la otra función del ancla es asegurar que los fluidos regresen por la tubería de producción , sellando la presión hidrostática del fluido previamente a la presión de fondo del pozo, las anclas pueden ser mecánicas o tipo copas , las anclas mecánicas son recomendadas especialmente para pozos profundos debido a que este anclaje mecánico hace improbable que se desasiente.



Figura 9. Colgadores o anclajes de bomba

### **3. COMPORTAMIENTO DE LA SARTA DE PRODUCCION EN BOMBEO MECANICO.**

#### **3.1 LAS VARILLAS DE SUBSUELO.**

Tienen un profundo efecto sobre la acción el comportamiento de los sistemas de bombeo mecánico, su acción ha sido comparada con una cadena de metal flexible o a un “espagueti”, con un manejo inadecuado contribuye a la presencia de rayones, abolladuras, y marcas que ocasionan fallas, el doblamiento de las varillas seguido por un enderezamiento en la actividad de bombeo incrementa los esfuerzos tensiles que pueden causar fracturas microscópicas provocando un daño permanente. Las abolladuras y rayones causadas por los martillazos o por golpes a través de un objeto filoso forma puntos de concentración de esfuerzos, algunas veces llamados “elevadores de esfuerzos” siendo el primer paso de una falla por fatiga, estas varillas también pueden fallar por el sobretensionamiento que genera un alargamiento permanente de la varilla en el momento de ser apretadas para ser corridas. el problema de las fallas se agudiza en los acoples por el manejo de cargas pesadas y el inadecuado ajuste , luego se debe apretar lo justamente necesario para soportar las cargas impuestas, en el caso de las varillas, el apretado es alcanzado al estrechar bruscamente la unión con un torque controlado, para estos casos la rosca macho se tensiona y atrae al acople en

contacto a compresión con el hombro de la rosca macho, tan grande como este contacto sea mantenido la carga bombeada es transportada por la unión entera, si las caras de acople y los hombros se separan , la carga bombeada es ubicada sobre la rosca macho, pero este problema ha sido ampliamente reducido por el diseño adecuado de la rosca de bajo corte de la varilla de bombeo moderna API, y aplanados en vez de los hilos cortados.

**3.1.1 Grados y tamaños de las varillas.** El mejor diseño en la sarta de producción evitara en gran medida las fallas tempranas de las varillas, la norma API Std 11 B “Varillas de Bombeo”, enseñan las dimensiones de varias varillas API, también especifican las dimensiones de los acoples de varillas, la longitud estándar de las varillas esta entre 25 y 30 pies, las cajas de las varillas son usualmente manufacturadas sin dislocar los planos, las varillas de bombeo son elaboradas de acero y en su totalidad son tratadas al calor para dar combinaciones apropiadas de fuerza, ductilidad y propiedades de impacto y resistencia a la fatiga, las varillas de bombeo modernas son granallados después de la forja y del tratamiento al calor para remover escamas o capas de oxido y para proveer el recubrimiento fuerte del material. Después de la limpieza y la inspección, las terminales son formados sobre un maquina automática y son tratados por un proceso de rodillos fríos, el método de tratamiento de rodillos incrementa la capacidad de fatiga de los hilos de la rosca macho y libera los flancos de los filamentos planos, lagrimas, rebabas e imperfecciones. El ultimo

avance es el uso de hilos laminados en los acoples. Para diseño en la sarta de varillas, la norma API RP 11L “practica recomendada para cálculos de diseño para sistemas de bombeo por varillas” en unidades convencionales, que cubre las recomendaciones para el diseño de bombeo basado en datos de prueba, el procedimiento de diseño del API utiliza los factores como la profundidad de la bomba, el nivel del fluido, la gravedad especifica de la muestra entre otros.

Como regla general se aconseja empezar con el menor tamaño de pistón, es por lo general a prueba y error, a menudo la experiencia es la mejor guía. El diseño ahusado de la sarta de varillas será determinado para los factores de longitud de recorrido, velocidad y tamaño de pistón, se recomienda el diseño con una varilla de diámetro continuo hasta 4.000 pies, dos escalones a 6.000 pies y tres escalones a 9.000 pies, el método de diseño de API provee unas ecuaciones simples y talas pre calculadas y cartas de planeación para soluciones finales. La carga máxima permisible en la barra lisa y los picos de torque cargados pueden ser revisados contra la capacidad de la unidad de bombeo actualmente instalada, si las cargas permisibles están dentro de la capacidad del equipo, el sistema será correctamente diseñado.

**3.1.2 Golpe de Fluido.** Se experimenta por lo general cuando la capacidad de levantamiento de una bomba excede la tasa de influjo de liquido a la bomba, entonces, el barril no es llenado completamente con el fluido en la carrera ascendente. Cuando el pistón con la carga de la columna de liquido comienza con

la carrera descendente, la válvula viajera no abre adecuadamente, el pistón empieza a descender con la carga total, en el espacio que ha quedado libre, cuando el pistón alcanza el nivel de fluido, provoca golpes y esfuerzos repentinos de compresión, la carga dinámica que ocurre en el golpe del fluido genera pandeo y dobleces en la sarta de varillas que a la final fallaran por fatiga, aumenta el desgaste entre las varillas y la tubería de producción, afloja los acoples de las varillas y los rompe, y las partes de la bomba se pueden dañar si no es anclada a la bomba. En superficie, las excesivas cargas de choque pueden dañar los cojinetes de la unidad de bombeo, originando torque instantáneos que sobrecargan el reductor de velocidad.

**3.1.3 Sincronismo.** Las varillas poseen una frecuencia natural, esta frecuencia posee una velocidad de onda que viaja a través de la sarta de varillas, estas ondas de vibración se transmiten y se reflejan constantemente. Cuando la onda reflejada está a 180 grados desfasada con la onda transmitida, la suma vectorial de amplitudes de onda se cancelan, pero si la onda reflejada está en fase con la onda transmitida, las amplitudes se reforzaran provocando esfuerzos adicionales, generando fallas.

**3.1.4 Comportamiento de la sarta de producción reflejado en el dinagràma.** Por medio del dinagràma del pozo se determinan comportamientos inusuales en la sarta de varillas, en la bomba y problemas en la tubería. La línea de la válvula fija

registrada en el dinagràma es igual al peso de la sarta de varillas sumergidas en el fluido de pozo y usualmente expresada como  $W_{rf}$ , el peso de la sarta de varillas en el aire se determina con la longitud de la sarta por el factor del peso de las varillas al aire por longitud (Lb/ft), el peso calculado de las varillas sumergidas en el fluido se determina por el factor de boyanza y el peso de la sarta en el aire.

$$W_{rf} = W_r (1 - 0.127 * S.G.)$$

Ecuación 3. Calculo del peso de las varillas sumergidas en el fluido

Donde  $W_r$  es el peso de las varillas en el aire, y S.G es la gravedad específica del fluido. La línea de la válvula viajera registrada en el dinagràma es igual al peso de las varillas sumergidas más el peso de la columna neta de fluido levantada y la carga de la presión de cabeza en la tubería de producción (THP), ejercida sobre el pistón de la bomba. El peso del fluido  $W_f$  se determina tomando la diferencia entre las líneas de la válvula fija y la viajera en libras y restando el peso equivalente ejercido por la presión de cabeza. El peso de fluido se puede determinar por medio de la ecuación 4.

$$W_{FC} = 0.433 * L_F * S.G. * (A_P - A_R)$$

Ecuación 4. Peso de la columna de fluido levantado.

Donde  $L_f$  es la columna de levantamiento neto en pies,  $A_p$  es el área del pistón (in<sup>2</sup>),  $A_r$  es el área transversal de las varillas (in<sup>2</sup>), el levantamiento neto de la bomba es desde el nivel de fluido bombeado y no desde la profundidad de la bomba, este se determina por medio del “sonolog” o por la ecuación 5.

$$L_F = \frac{W_F}{0.433 \times SG \times (A_P - A_R)}$$

Ecuación 5. Determinación del levantamiento neto de la bomba.

En el dinamgrama, construir un paralelogramo entre los planos de las líneas de las válvulas fija y viajera, se toma la línea de la válvula fija como línea base, a esta carga las varillas presentan su elongación original cuando es sentada la bomba, a partir de este nivel de carga se considera las elongaciones o contracciones de la sarta de varillas por aumento de cargas variables aplicadas en la carrera ascendente o la disminución de estas en la carrera descendente. La carga que determina la elongación o contracción efectiva de las varillas es registrada en el dinamgrama al final de cada recorrido, la elongación efectiva en la carrera ascendente es causada por la carga registrada en el punto A tomado un instante antes que se abra la válvula viajera, y la contracción efectiva en la carrera descendente es causada por la carga registrada en el punto B un instante antes que se abra la válvula fija, estas cargas se miden con respecto a la línea base. El comportamiento de las varillas es igual al de un resorte que cumple la ley de

Hooke, sometidas a cargas variables. Hacia el final del recorrido ascendente, la carga A disminuye, determinando la elongación efectiva ( $e_A$ ) en la carrera descendente, el fenómeno es similar y determina la contracción efectiva presentada en el punto B ( $e_B$ ), estas se pueden determinar por la ecuación 6.

$$e_a = W_A * L * E_R \quad e_b = W_B * L * E_R$$

Ecuación 6. La elongación y la contracción en la sarta de varillas.

Donde L es la longitud de la sarta de varillas en pies,  $W_A$  y  $W_B$  son las cargas en los puntos A y B respectivamente, y  $E_r$  es la constante de elasticidad de las varillas de acuerdo a su diámetro. La elongación de la tubería de producción ( $e_t$ ) en la carrera descendente se calcula tomando la diferencia de cargas entre las líneas de la válvula fija y la válvula viajera más la carga del punto B. Esta carga en B representa la resultante de las fuerzas por fricción menos las fuerzas de aceleración, aplicadas sobre la sarta de varillas, la que es soportada en la tubería de producción.

$$e_t = [(W_{TV} - W_{SV}) + W_B] * D_p * E_t$$

Ecuación 7. Elongación de la tubería de producción.

Donde  $W_t$ ,  $W_{sv}$ ,  $W_b$  son las cargas en la válvula fija, viajera y en el punto B en libras respectivamente,  $D_p$  es la profundidad de la bomba en pies, y  $E_t$  es la constante de elasticidad de la tubería de producción. Para el ajuste de la longitud del pistón y la tolerancia se usa la fórmula Coberly para evitar pérdidas de

producción debido al escurrimiento del fluido entre el pistón y la pared interna del barril, aunque una cantidad de este fluido es necesario para la lubricación de estos componentes.

$$Q = \frac{1.53 \cdot 10^{-7} \Phi_p^3 \Delta P \cdot C^3}{\mu \cdot L}$$

Ecuación 8. Ecuación de Coberly para determinar el escurrimiento del fluido a través del pistón y la pared interna del barril.

Donde Q es el escurrimiento en barriles de fluido por día,  $\Phi_p$  es el diámetro del pistón en pulgadas,  $\Delta p$  es el diferencial de presión en el pistón y la válvula viajera en libra por pulgada cuadrada (Psig),  $\mu$  es la viscosidad absoluta del fluido en centipoises, L es la longitud del pistón en pulgadas, y C es la tolerancia entre el pistón y la pared interna del barril en pulgadas. La frecuencia natural de las varillas es función de la velocidad del sonido a través del acero, si el valor de la frecuencia natural (n) es un número entero, genera resonancia reforzando la vibración natural de la sarta de varillas. Para mantener las velocidades lo más lejos posible del sincronismo, se recomienda seleccionar velocidades en que el valor de la frecuencia natural sea diferente a un entero, por ejemplo un fraccionario 1.5, 2.5, 3.5, entre otros, con estos valores, la amplitud de la onda transmitida y la reflejada se cancelan.

$$n = \frac{240000}{N_f \cdot L}$$

Ecuación 9. La frecuencia natural de la sarta de varillas.

Donde  $N_f$  es el factor de frecuencia de la sarta de varillas, y  $L$  es la longitud en pies de la sarta.

### 3.2 BOMBAS DE SUBSUELO.

En las bombas de tubería, la bomba es ensartada directamente sobre el fondo de la tubería de producción, el pistón es corrido dentro de la tubería de producción sobre la sarta de varillas, generalmente una válvula fija es halada y corrida sobre el fondo del pistón, esta hace que el remover la válvula fija sea opcional cuando se extrae las varillas de bombeo y el pistón. El pistón, la válvula viajera y la válvula fija pueden ser dispuestas simplemente para ser haladas las varillas, pero esto requiere remover la tubería de producción para halar el barril de la bomba, en cambio, una bomba de varilla es corrida dentro del pozo sobre la sarta de varilla como una unidad completa, un soporte sobre la bomba ocupa un zapato o una boquilla de asentamiento sobre la tubería cuando la bomba es corrida dentro del pozo, la bomba de insertos es removida entera por consiguiente puede ser

extraída solo por el halado de las varillas . en la bomba de tubería, la porción del barril de la bomba es adaptada directamente al fondo de la tubería de producción, requiere de un cuarto (1/4) de pulgada de diferencia entre el diámetro exterior del pistón y el diámetro nominal interior de la tubería para proveer el espacio libre necesario para correrlo dentro de él, así la bomba de tubería un mayor desplazamiento que algunas bombas estándar de varilla, una bomba de tubería tiene la desventaja que la sarta de tubería debe ser halada en orden para poder extraer el barril, por esta razón, estos barriles son usualmente corridos solo en pozos donde la producción requiere exceder el desplazamiento de una bomba de insertos a la carrera disponible y a la misma velocidad de bombeo. la forma más simple de una bomba de subsuelo utiliza el barril de trabajo común, esta es una pieza de tubo colado en frío, pulida en su superficie interna y externamente ensartado sobre ambas terminales del tubo.

Los asientos de la válvula fija en un zapato de anclaje tipo copa o mecánico son adaptados al fondo de la bomba de tubería. La presión del fluido en la tubería toma parte en el anclaje de la válvula fija asegurándola en el lugar cuando la bola en la válvula es asentada, la carrera ascendente , el anclaje mecánico mantiene la válvula fija asegurada en el fondo, el tipo de fijación es rígidamente atado debajo de la bomba de tubería y es corrida en la tubería de producción, este tiene una ventaja en pozos donde el nivel de fluido es muy bajo en crudo viscoso, las bombas de tubería tienen válvulas fijas removibles, de tipo cerradura que hacen la

remoción de la válvula fija opcional cuándo se halan las varillas, por esto, las válvulas fijas pueden ser ubicadas en las boquillas de asentamiento y corridas con la tubería, ellos podrían ser corridas abajo del pistón cuando son corridas las varillas, o en pozos de altos niveles de fluidos, ellas también podrían ser corridas con la tubería de producción antes de correr las varillas, además se tiene un pasador ensartado debajo de la canasta ciega del pistón, este es atornillado dentro de una caja ensartada en el tope de la canasta abierta de la válvula fija, esto se logra tirando las varillas a la derecha varias veces (8 giros) . El tipo cerradura tiene un pescante de halado sobre el fondo del pistón, el cual tiene forma de "T" sobre el tope e la válvula fija cuando se jala la válvula fija girado un cuarto de vuelta a la derecha. La norma API Std 11AX de marzo de 1966 entrega los tipos de especificaciones para bombas de subsuelo. Las boquillas de extensión de un diámetro interno un poco mayor al abril, son adicionadas en cada extremo del barril manteniendo limpio, esto es necesario para evitar que se pegue el pistón.

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

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

**3.2.3 Cavitación.** Es un fenómeno (exclusivo de los líquidos) producido por la disminución de la presión debido a los efectos dinámicos de un líquido al escurrir, siguiendo fronteras curvas o alrededor de cuerpos sumergidos. Consiste en un cambio rápido y explosivo de la fase liquida a vapor, al ocurrir en algún punto disminuye la presión, hasta un valor critico o por debajo de él. Por lo general, la

presión crítica es igual o ligeramente inferior a la presión de vaporización ( $P_v$ ). Si este fenómeno ocurre cerca o en contacto de una pared sólida, las fuerzas ejercidas por el líquido sobre las cavidades serán presiones muy grandes y de un fuerte golpeteo, causando fuertes vibraciones.

### 3.3 TUBERIA DE PRODUCCIÓN.

**3.3.1 La respiración de la tubería de producción.** El contacto de las varillas y la tubería de producción durante el ciclo de bombeo y desgaste resultante es un problema operacional serio, este envuelve no solamente los acoples de varilla, también afecta a la tubería de producción, provocando una abrasión mecánica o una combinación con procesos abrasivos y corrosivos, los ingenieros han centrado la atención en otra causa de desgaste, la “respiración” es el pandeamiento de la tubería de producción durante el ciclo de bombeo, una manera de aliviar esta acción es poner la tubería de producción anclada y levantar la tubería a una tensión específica, el peso sobre un empaque o el exhalado es una problema de operación, los principios envueltos que causan la “respiración” de la tubería de producción en el ciclo de bombeo son en la carrera descendente del pistón, la carga del fluido es transferida desde las varillas a la tubería de producción por acción de la bomba, esto causa que la tubería de producción se alargue hacia el

hueco, la cantidad de alargamiento depende de la profundidad de la tubería de producción. La presión diferencial y la velocidad de descenso de la bomba se ejercen sobre la bomba en la cerrera ascendente, la sarta de varillas levanta la carga de fluido, permitiendo que la tubería de producción se contraiga, este movimiento mas el pandeo de la tubería de producción puede causar un desgaste sustancial a la varilla, a la tubería de producción y a la tubería de recubrimiento. Este efecto puede asumir mayor proporción en un pozo profundo, particularmente en huecos perforados direccionalmente donde la tubería de producción se recuesta contra la tubería de revestimiento, la “respiración” puede ser eliminada por el anclado del extremos mas bajo de la tubería de producción en un pozo, por lo tanto se mantiene al extremo mas bajo en tensión mientras el pozo es bombeado, varias especies de dispositivos de anclaje están disponibles para este propósito.

**3.3.2 Pandeo helicoidal.** Durante el ciclo de bombeo la sarta de tubería de producción sufre un pandeamiento si se encuentra libremente suspendida, este pandeo esta presente solo durante el recorrido ascendente y hace que la tubería se doble alrededor de la sarta de varillas, por debajo de cierta profundidad, llamado punto neutral donde por encima de este punto la tubería se encuentra a tensión y por debajo a compresión. La forma de la tubería pandeada es una superficie helicoidal que esta forzada sobre la parte interna de la sarta de varillas y sobre la parte externa de la tubería de revestimiento, la presión interna de la

tubería de producción es mayor a la presión externa, la ((FIGURA 19)) muestra una sección transversal del pozo durante un ciclo de bombeo, en el recorrido ascendente, la sarta de varillas queda totalmente tensionada y derecha debido a la carga de fluido transportada por la válvula viajera, la tubería de producción cuando no tiene carga, se contrae y se mueve hacia arriba en su posición de no estiramiento, al mismo tiempo, surge una fuerza de compresión en la parte inferior de la tubería de producción que origina el pandeo. Este pandeo es más pronunciado directamente por encima de la bomba y disminuye hasta el punto neutral, por encima del cual la tensión originada por el peso de la tubería supera a la fuerza de compresión, cuando comienza el recorrido descendente, la carga del fluido es transferida a la válvula fija y la tubería de producción regresa a su posición completamente estirada.

## **4. SERVICIO A POZO**

### **4.1 BOMBAS DE SUBSUELO.**

Un especialista en el campo de la optimización de la eficiencia del bombeo ha expresado que probablemente menos del 25 % de los pozos operados están a una eficiencia óptima por que hay una selección inadecuada de la bomba de subsuelo, impropia ubicación de la bomba en el pozo o por el descuido en el mantenimiento. La profundidad del pozo y la temperatura de fondo son usualmente las consideraciones principales para la selección de tipo de bomba, la clase de válvulas y asientos escogidos, la viscosidad de los fluidos producidos pueden causar perdida de la eficiencia volumétrica, los fluidos de alta viscosidad no pueden fluir lo suficiente para llenar el barril de la bomba en cada carrera, en cambio, la baja viscosidad permitirá un excesivo escurrimiento del fluido, estos son parámetros para la buena elección de la bomba.

La parafina y el "GYP" (termino general para algún tipo de deposito de parafina) pueden causar en las válvulas la pega, los rayones y la obstrucción a fluir a través de la bomba, el gas disminuirá la eficiencia volumétrica de una bomba por impedir

que el barril sea llenado adecuadamente, este puede causar un bloqueo de gas, así que para toda la producción. La arena y los desechos interferirán con la acción adecuada de la válvula al incrustarse entre la bola y el asiento permitiendo al fluido escapar además inicia la erosión de la válvula, el calor en el fondo de pozo reducirá la viscosidad del aceite, haciendo mas fácil de bombear pero al mismo tiempo aparece gas en solución el cual incrementara la posibilidad de bloqueo de gas, también el metal se expande cuando la temperatura se incrementa y algunos metales se expanden mas que otros, el diámetro del pistón podría no ser muy cercano al diámetro interno del barril para evitar la pega debido al diferencial de expansión. Los fluidos o los gases corrosivos pueden comer alrededor de los asientos de las válvulas, desenroscar la tubería y sellar la superficie de la bomba. Los depósitos de GPY pueden desgastar las superficies de los asientos y taponar la abertura de la bomba, las bombas de varilla son bajadas y haladas desde el pozo como una unidad completa sobre las varillas, sus partes finalmente maquinadas están protegidas del daño. La bomba de tubería con zapato (TH, TL) es usada para la producción de grandes volúmenes de fluido, la construcción del pistón y el barril deberá ser seleccionada para superar las condiciones de fondo de pozo, un dispositivo sobre el ensamblaje del pistón permitirá al pistón ser corrido dentro del barril en el pozo, en lugar de ser separados sobre la sarta de varillas. La bomba de varilla de barril estacionario con anclaje superior es apropiada para pozos con gas y arena, cuando es aplicado para un pozo con gas, el barril de la bomba puede ser usado como un ancla de gas para proveer una separación de gas mas efectiva, este tipo de bomba puede ser usada sobre pozos con arena, por

que la arena no puede establecerse en el espacio entre la bomba y la tubería y por consiguiente no pega. La bomba de varilla de barril estacionario con anclaje inferior es recomendada para la producción de crudo limpio y con presencia de gas, este sistema de succión ofrece baja resistencia al flujo de fluido. La bomba de varilla de barril viajero es conveniente para la producción de aceite con arena, la válvula viajera actúa como un cheque de arena y evita que la arena se establezca sobre el tope del pistón cuando la bomba es parada. La práctica usual es admitir  $\frac{1}{4}$  de pulgada entre el diámetro exterior del pistón de la bomba de tubería y el diámetro interno nominal de la tubería para obtener el espacio libre necesario para correr dentro del pozo, el diámetro exterior de una bomba de inserto deberá ser al menos  $\frac{1}{4}$  de pulgada menor que el diámetro interno nominal de la tubería. En pozos profundos o pozos donde el servicio a pozo es alto (pozos problemáticos), una bomba de pared gruesa deberá ser corrida por que este tipo de bomba tiene una mayor resistencia a los esfuerzos mecánicos y a la presión hidráulica, esta bomba de pared gruesa tiene un diámetro de  $\frac{3}{4}$  de pulgada mas pequeño que el diámetro de la tubería corrida.

Las válvulas y las canastas de la bomba, son el corazón de la bomba, dos válvulas son requeridas para cada tipo de bomba, son la válvula fija y la válvula viajera, básicamente estas son válvulas cheque, las cuales permiten el flujo en una dirección solamente, en la dirección ascendente. En el diseño, estas son de tipo bola y asiento, los rebordes de los asientos pueden ser planos o aristados, bien

maquinados, esmerilados y con acabados de tal forma que están protegidos contra la corrosión, están fabricados de materiales resistentes a la erosión, en la mayoría de los ensamblajes, la bola es mas dura ligeramente que el asiento en razón que la bola puede mantenerse sin daño mientras el asiento puede ser picado o rasgado debido a las partículas foráneas entre las superficies bordeadas, las bolas endurecidas pueden posiblemente reparar el asiento mas suave por la acción de cubrimiento de la bola en la operación de bombeo. Los asientos son probados al vacio, se requiere una acción de sellamiento altamente confiable entre la bola y el asiento, debido a las presiones altamente deferenciales a través de la válvula de bombeo, las pequeñas imperfecciones iniciales sobre la superficie de sellamiento o los daños posteriores originados por la abrasión o por la corrosión, producen un elevado deslizamiento de liquido y un rápido deterioro de la acción de la válvula por el corte de fluido. Durante la operación de la válvula, la bola queda asentada y desasentada periódicamente sobre el asiento de la válvula, las altas presiones a medida que se profundiza la bomba hacen que la bola golpee el asiento con fuerzas de alto impacto, si el movimiento de bola queda restringido, se podría salir de la línea central del diámetro interno del asiento cuando se levante, luego, durante el cierre, la bola golpea solamente un costado del asiento, lo que origina un excesivo desgaste del asiento y la bola. Para reducir el daño de la válvula y mejorar el funcionamiento, se utilizan las jaulas, canastas o cámaras de válvulas para restringir el movimiento de la bola.

4.1.1. **La válvula fija.** Esta siempre localizada en el fondo del ensamblaje de la bomba, en las bombas tipo tubería, la válvula fija es anclada en el fondo de la tubería de producción y corrida dentro del pozo en esa posición, esta puede ser instalada o desmontada sin afectar la tubería de producción, en algunos casos, este tipo de válvula es recuperada por medio de un mecanismo de recobro especial sobre el fondo del pistón.

4.1.2. **La válvula viajera.** Esta válvula va montada por encima o debajo del pistón, permite el flujo de fluido a la tubería de producción y evita que el fluido entre en la cámara de succión en la carrera descendente. La posición superior es la recomendada en pozos que producen muy poco o no producen gas, sus ventajas es que el pistón no queda cargado por el peso de la columna de fluido, eliminando el esfuerzo del pistón. La ubicación de la válvula por debajo del pistón reduce el espacio muerto entre la válvula fija y la válvula viajera, una característica deseada cuando se bombean fluidos gasíferos, las bombas con esta especificación proporcionan eficiencias volumétricas favorables y están menos propensas al atasco por gas. Las válvulas viajeras dobles son utilizadas para manejar materiales abrasivos foráneos como la arena o las escamas dentro del fluido, algunos avances de la eficiencia de bombeo con fluidos gaseosos han sido obtenidos con las válvulas dobles, pero el flujo es restringido.

4.1.3 **Las canastas de válvula.** Existen dos tipos de canasta API, una cerrada y una abierta, el papel de la canasta de la válvula es el de restringir la trayectoria lateral y vertical de las bolas de la válvula, mientras proporcionan la menor restricción de flujo a través del conjunto de partes de la válvula. El diámetro, la construcción y los procesos, metalúrgicos de la canasta varían entre fabricantes y pueden afectar considerablemente el funcionamiento de esta.

MATERIAL	CONDICIONES DE USO
Bronce	No magnético, servicio ligero, usado en corrosión por salmuera, para poca arena, no es costoso.
Aleación de Cobalto	Corrosión externa por sulfuro de hidrogeno, mediano para la corrosión por dióxido de carbono, arena extrema, no magnético, costoso.
Monel	Salmuera extrema o corrosión por sulfuro de hidrogeno, mediano para la corrosión por Dióxido de Carbono y para la arena, con costos medianos.
Acero Inoxidable	El más popular, extremo para el dióxido de Carbono, medio para el sulfuro de hidrogeno y para la arena, alto servicio de costos medianos.
Acero inoxidable no magnético	No magnético, para el control mediano de la corrosión por sulfuro de Hidrogeno y dióxido de carbono, medio para la arena, medio servicio, medio servicio y costos medianos.
Carburo de Titanio	Control para pozos con corrosión severa de dióxido de Carbono y sulfuro de Hidrogeno, extrema para arena, de peso liviano, bola de titanio y asiento de carburo de tungsteno, alto servicio, muy costoso.
Herramienta de Acero	Muy duro, para arena extrema, no acepta fluidos corrosivos, servicio medio, no es costoso.
Carburo de Tungsteno	Para corrosión extrema por dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno, arena extrema, el mayor servicio, demasiado costoso.

Tabla 7. Materiales de las válvulas de las bombas de subsuelo.

La vida de servicio de una válvula de bomba depende en gran parte de la canasta en el cual la bola opera, la canasta deberá permitir el libre flujo del fluido y el confinamiento de la bola de modo que este alineada al trayecto, es concéntrica con una abertura en el asiento para retardar el desgaste de la canasta y mejorar el servicio de la válvula, las canastas están disponibles con insertos elásticos, de metal endurecido superficialmente sobre las aristas o de insertos fundidos endurecidos.

**4.1.4 Los anclajes de bombas o colgadores.** Son un requerimiento básico de la bomba de subsuelo, los anclajes tiene dos propósitos, mantener abajo la válvula fija previniendo el movimiento recíprocante del ensamble de bombeo y efectúa un sello al fluido, en la figura se observa el anclaje mecánico con su respectivo sello de bronce, el anclaje tipo copa consiste de varias estructuras composicionales de unidades de aspecto de copas montadas sobre un mandril con espaciadores metálicos separando cada copa, este tipo de anclaje es forzado dentro de una boquilla de asentamiento ubicado en la sarta de tubería de producción, la fricción entre las copas y la boquilla de asentamiento mantiene el ensamblaje fijo mientras la presión del fluido contra las copas, las presiona para mantener un sello del fluido y el anclaje. El anclaje tipo mecánico, da sello por medio de las superficies del borde cónico metálico o bronce, uno sobre la válvula fija y otro dentro de la boquilla de asentamiento, ubicado en la sarta de tubería de producción, el más suave de las superficies de los bordes, el cual podría ser de Cobre o acero, la

característica del anclaje es obtenida por las hojas elásticas (combas) en compresión, engranado un hombro dentro de la boquilla de asentamiento, además proveen inmovilidad.

**4.1.5 Instalación de la bomba.** Una bomba podría ser enviada por el pozo como una unidad de ensamblaje sin embargo, esta podrá ser revisada para la libre acción del pistón antes de ser corrida en el pozo. Una llave de canasta esta disponible para conectar un sustituto de varilla en el tope de la canasta superior, si es usada constantemente, posiblemente la canasta se dañe. Cuando sea posible, el pistón de una bomba de tubería podrá ser levantado, arriba del pozo, de un modo que el pistón no se atasque en el barril debido a los dobles de la bomba, esto es cierto en una bomba demasiado larga la que requiere un arreglo para transportarla, la terminal superior del pistón es puesta en la ventana "V" de una grúa o abriendo el frente del mástil y la guaya atándola al tubo protector, un pony esta completando el tope de la conexión del pistón para adherirlo al elevador de varilla, el ensamble entero es levantado hasta suspenderlo verticalmente, la guaya sostiene el pistón dentro del tubo protector que luego es removido, la tubería del pozo podría ser limpiada aflojando la escama y la tierra durante la corrida del pistón sin que caigan dentro del pozo, si la parafina se ha reunido sobre las paredes de la tubería y no es limpiada afuera antes de correr el pistón, esta podrá atascarlo. Es una ventaja instalar una guía de varilla sobre el tope del pistón, la guía no será ubicada mas de una longitud de varilla retirada desde la válvula

viajera superior, una guía de varilla en esta posición tendera a eliminar el golpe de la varilla, este golpe transmitido a la bomba puede causar excesivo desgaste del pistón. Como el pistón es bajado dentro del pozo, se debe tener cuidado cuando se acerca al nivel de fluido y al anclaje de la bomba, si ambos chocan muy duro, el pistón bajaría a través de la guía y puede golpear la válvula fija lo suficientemente duro para destrozarse la canasta o torcer el pistón, la velocidad de bajada deberá ser lenta después que la bomba alcance el fluido en el pozo.

**4.1.6 Operación de la bomba.** Después de seleccionar la bomba, es necesario conocer cuidadosamente la manera de operar la bomba, la longitud de la carrera y la velocidad se ajustan para la producción estimada sin quedar fuera del nivel ( pumping off), para mejorar la eficiencia volumétrica, reducir la torcedura ( por tensión excesiva o esfuerzos) sobre la bomba causada por la rápida operación y reducir el desgaste sobre todas las partes móviles, se recomienda una carrera larga a baja velocidad, la carrera de bombeo puede ser ajustada observando las válvulas viajeras y la fija, la bomba no admite que sea golpeada en el tope o en el fondo, cuando una bomba es parada por alguna razón, es aconsejable parar el pistón sobre la carrera ascendente así que algo de arena no causara que el pistón este arenado cuando el pozo sea iniciado nuevamente. Una bomba nueva o reacondicionada deberá ser operada lentamente para unos pocos miles de recorridos antes de aumentar la velocidad de operación, por ejemplo a 5

recorridos por minuto durante 24 horas, esto permite el movimiento de las partes de la bomba para amortiguarse gradual y uniformemente.

**4.1.7 Servicio de bomba.** La adecuada reparación de las bombas de subsuelo es muy importante, aunque una bomba es una pieza simple de maquinaria y muy resistente, esta es una pieza finamente construida con los metales mas costosos y maquinada con tolerancias muy cercanas. Los costos de mantenimiento son usualmente bajos cuando las bombas son ensambladas en partes elaboradas por una misma compañía, la frecuencia de falla son propiamente diagnosticadas y las correcciones hechas para las alteraciones de las características de bombeo o la bomba son cambiadas a un tipo mas conveniente para la condición particular de bombeo. En la mayoría de los casos el uso de inhibidores químicos y la selección inteligente de los metales de las bombas han prolongado la vida de la bomba, aunque el uso de acero inoxidable o de otro material resistente a la corrosión en una bomba puede ser costoso, los costos extra pueden ser compensados por la reducción del trabajo de reacondicionamiento, cuando la invasión de agua del yacimiento es notable, la corrosión en el pozo usualmente llega a ser un problema apreciable, con el incremento de los volúmenes de fluido, la eficiencia de los inhibidores químicos será reducida y donde hay fricción puede ser difícil mantener un revestimiento protector, los costos de los químicos pueden ser excesivos al menos que se utilicen partes de la bomba resistentes a la corrosión, varios diseños de bombas y combinaciones de metales han sido desarrollados para

reunir condiciones necesarias en los pozos, el diseño adecuado usado en la bomba de acuerdo a las condiciones específicas de un pozo depende de la mayoría de las medias sobre las circunstancias físicas que la envuelven, así las fallas resultan en la pérdida de producción a menos que la bomba sea prontamente reparada. La vida útil de una bomba será determinada por las condiciones normales en el pozo y de la cantidad de trabajo hecho, la cantidad de fluido bombeado y el elevador de esfuerzos implicado.

**4.1.8 Arena, abrasión y GPY.** Los pozos con problemas de presencia de arena son usualmente divididos en dos clasificaciones en general. Los pozos sobre la formación que de repente tiene un gran aporte de arena al pozo, así taponara las válvulas y pegara la bomba, el área desgasta las partes móviles por abrasión. Cuando la acción de la bomba se detiene, la arena en la tubería de producción se volverá a establecer en los anulares entre la bomba y la tubería, atascando el pistón, así que esta no puede ser halada, luego debe ser halada “húmedamente” con la tubería de producción llena de fluido, esto incrementa el costo de operación. En pozos abrasivo, las partes expuestas a abrasión pueden ser hechas de aceros aleados fuertes, en la mayoría de los casos, la mejor respuesta para un problema del metal en el pozo abrasivo es el acero al carbono endurecido aproximadamente a 60 Rockwell C, el diseño es el factor mas importante cuando se trata con arena, donde la viscosidad del crudo no es un problema.

## 4.2 SERVICIO A POZO PARA VARILLAS DE BOMBEO MECÁNICO.

Aunque una gran cantidad de trabajos de servicio a pozo es para el mantenimiento de la bomba, una considerable cantidad de equipos de producción es requerida para la separación de la sarta de varillas partidas, particularmente donde cargas de bombeo pesadas están envueltas, los hilos laminados y el cuello de la rosca macho tienen reducida la frecuencia de falla, las fallas de los acoples pueden ser prevenidos empleando acoples sin el plano de llave así reduce las marcas sensiblemente, como también proveen una área seccional transversal mas grande, la mayoría de las varillas nuevas son enviadas sin planos sobre los acoples, los acoples sobredimensionados proveen mas metal que los acoples regulares, los acoples abrigados por un metal endurecido usualmente duran más bajo condiciones abrasivas, los acoples pueden ser obtenidos con los hilos laminados, así hay menos sensibilidad para la fallas por marcas.

**4.2.1. La erosión de las varillas.** Es de naturaleza mecánica, es causado por el flujo turbulento de fluidos sobre la superficie del metal, la turbulencia es producida por el flujo de fluido a alta velocidad y la cavilación que puede ser obtenida de la formación y el colapso precipitado de las burbujas de vapor, que desarrollaran una acción de golpe, lo que desgasta insensatamente al metal o a las películas protectoras, la erosión y la corrosión es una combinación de dos ataques destructivos sobre el acero, la cavilación o reflexión causada por la turbulencia

removerá las capas pasivas exponiendo el metal nuevo para ser corroído incesantemente, los fluidos turbulentos traen sólidos así como sales y granos de arena puliendo a lo largo de la superficie del metal causando la erosión, una combinación de estos tres tipos de eventos hace muy difícil proteger las varillas en servicio.

**4.2.2 El desgaste de las varillas.** Es el resultado del rozamiento de dos superficies juntas bajo cargas. Minuciosos defectos de una superficie sobre otra debido a la presión de fricción que rasga a lo largo de la lubricación es el separar las dos superficies, pero la presión extrema puede causar que el lubricante sea barrido entre las superficies de contacto permitiendo el desgaste.

**4.2.3 El descuido en la manipulación de las varillas.** Cada factor posiblemente puede ser tenido en cuenta para prevenir el daño por la manipulación que puede formar un “elevador de esfuerzos”, el manejo adecuado prevendrá la falla prematura de las varillas, así eventos como los dobleces, los rasguños, abolladuras, marcas de martillo y daño en el elevador resulta en una reducción del área transversal de la varilla trayendo una carga aplicada, por consiguiente mayores esfuerzos por unidad de área.

**4.2.4 Los dobleces.** Una varilla doblada esta con daño permanente y debe ser descargada, si es puesta en servicio esta eventualmente se romperá, las varillas nuevas son enderezadas a una desviación de 1/32 de pulgada desde una línea recta en 5 pies, algún grado de dobles impone un trabajo duro de la superficie de la varilla sobre el área cóncava, cuando la varilla es estirada rectamente, la ultima fuerza de la superficie del material es rápidamente alcanzada y fallas por fatiga aparecen, el repetido dobles o flexión de la sección retorcida causa decrecimiento de la grieta y falla prematuramente, este tipo de dobles es ocasionado por el inadecuado manejo de las varillas en el transporte, almacenamiento y corrida de pozo.

**4.2.5 Los rasguños, las abolladuras y las marcas de martillo.** La profundidad de los rasguños o las abolladuras y el martilleo sobre la varilla o los acoples puede también causar falla, todas las varillas tienen una capa suave descarburizada de 0.005 a 0.008 pulgadas de espesor, esta capa consiste de una acero de baja Carbono y es una protección definida contra la corrosión y resquebrajamiento por hidrogeno, las varillas apiladas en un banco de trabajo o burros pueden fácilmente cortar a través de la capa suave así que la base del metal es expuesta, la corrosión puede después atacar la varilla en este punto y generar una agujero el cual llega a ser un elevador de esfuerzo, incluso una depresión redondeada poco profunda en la superficie de la varilla donde la capa descarburizada esta quebrada

puede generar en una corrosión rápida y el resultado es la falla por fatiga por esfuerzos.

**4.2.6 El daño de elevador.** Las varillas pueden ser dañadas por gran variedad de elevadores, si se introduce la varilla en el elevador con demasiada fuerza puede producir el mismo efecto como el de martillo sobre la varilla y puede cortar o ocasiona abrasión de la capa descarbonizada, también, doblando la varilla con el elevador de varilla. El aro de soporte de los elevadores podría ser posicionado dentro del gancho así de un modo en que el eje del elevador este siempre paralelo al terreno, esto permite a la cama del elevador ser pivoteada y ajustada. Después del servicio extendido el asiento del elevador puede llegarse a desgastar, permitiendo a la varilla entrar mas lejos dentro del elevador, si la línea centro de la varilla, cuando esta sentado en el elevador no coincide con la línea centro del elevador, la varilla será doblada cuando el elevador eleve el peso de la sarta de la varilla, esta situación causa un balanceo del peso del gancho en la cama del elevador y causa al elevador un incremento, la varilla es mantenida firmemente dentro de la garganta del elevador y es doblada por la acción palanca del movimiento inclinado.

**4.2.7 Rango de cargas.** Es la diferencia entre la carrera ascendente y la carrera descendente en la carga de la barra lisa, el sistema de bombeo completo opera mejor cuando la diferencia entre las cargas es mantenida al mínimo, la carrera

larga y lenta que produce la producción estipulada desarrollando un rango mínimo de carga, el rango de carga es básicamente relacionado con la velocidad de la carrera en la barra lisa y el peso del fluido, por que la acción de las válvulas de la bomba y el peso del fluido está contra la varilla en la carrera ascendente, pero es transferido a esta en la carrera descendente, esto genera un golpe brusco sobre la sarta de varillas al inicio de la carrera descendente cuando la carga de fluido es levantado, como la velocidad del golpe y la carga de fluido se incrementan, esta acción de golpeteo brusco llega a ser muy violenta, el sobresalto del rango de la carga cíclica de la operación de bombeo produce esfuerzos de fatiga en el metal de todo el equipo, los esfuerzos de fatiga son característica básica de todos los tipos de falla de las varillas, cuando el rango de carga es mantenido a un mínimo, la vida de servicio de la varilla es incrementada. Las varillas generalmente fallan por esfuerzos de fatiga, de corrosión o una combinación de ellas, la falla de fatiga es producida por esfuerzos cíclicos al cual están usualmente debajo del limite elástico, el limite elástico es la máxima carga (peso) que puede ser aplicada y removida sin deformar permanentemente el acero, los esfuerzos envueltos en las fallas de fatiga son usualmente menores que los esfuerzos estáticos y necesariamente causan fallas. Si un metal se agrieta cuando es sometido a esfuerzos repetitivos o alternativos de tensión sin corrosión, fallara por esfuerzos de fatiga, si ambos elementos están presentes, la falla es por esfuerzos de fatiga y corrosión.

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

#### 4.3 SERVICIO A POZO DE LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN.

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

**4.3.1 Abrasión de la varilla.** El movimiento recíprocante de la sarta de varillas dentro del pozo algunas veces causa un desgaste severo de la tubería de

producción, el desgaste por la varilla es generalmente causado por una desviación aguda dentro del pozo, la tubería de producción se pandea en el hueco por la compresión, pero más comúnmente puede ocurrir por la respiración. Muy poco puede hacerse para prevenir el desgaste de la tubería en un hueco excepto por una inspección periódica y el juicioso empleo de las guías para varillas.

**4.3.2. Las escamas o precipitaciones de Carbonatos y Parafinas.** Los depósitos de escamas y/o parafinas son problemas severos en algunas áreas. Los depósitos de escamas pueden ser atribuidos a varios factores como la caída de presión, cambio de la temperatura y mezcla de aguas incompatibles, particularmente en pozos inyectores para recobro secundario o mejorado, las escamas pueden restringir o estrangular completamente la producción en la tubería de producción, las líneas de flujo, las perforaciones de la tubería de revestimiento, la carga de la formación o las perforaciones en la tubería de producción. Las escamas han sido conocidas por depositarse en las fracturas y formaciones a alguna distancia desde la cara del pozo. Varios pozos productores depositan no solamente yeso, también parafina, compuestos parafínicos y varias formas de óxido de hierro o escamas de sulfuro, la siguiente tabla entrega la tabulación para reconocer los tipos de escamas que se presentan en el campo petrolero.

GUIA PARA IDENTIFICAR LAS ESCAMAS EN EL CAMPO		
Apariencia Física	Solubilidad al acido clorhídrico de 15 % HCl	Composición indicada y origen
Blanca o poco coloreada		
Dura, compacta, fina, granular.	Insoluble	BaSO <sub>4</sub> SrSO <sub>4</sub> CaSO <sub>4</sub> aguas incompatibles.
Compacta, cristales grandes	En polvo disuelve con gas, la solución da la prueba de SO <sub>4</sub> con BaCl <sub>2</sub>	Yeso (CaSO <sub>4</sub> 2H <sub>2</sub> O) aguas incompatibles o súper saturación.
Compacta, grano fino o cristales con romboedros quebrados.	Fácil de disolver en HCl con burbujas de gas	CaCO <sub>3</sub> mezclado con MgCO <sub>3</sub> súper saturación aguas incompatibles
Coloreado oscuro		
Compacto, café.	Insoluble, el color café disuelve en calor, el acido se torna amarillo	El café es oxido de hierro que es producto de corrosión
Compacto, negro.	Metal negro disuelve con H <sub>2</sub> S blanco	El negro es sulfuro de hierro que es producto de corrosión. Aguas incompatibles.
Compacto café o negro	Fácil de disolver con burbujas de gas.	CaCO <sub>3</sub> con oxido de Hierro o sulfuro de Hierro.

Tabla 8. Identificación de escamas.

Las escamas solubles en ácido, así como el carbonato de calcio y el óxido de hierro no presentan mucho problema para removerlos como las escamas insolubles en ácido, el yeso es la escama insoluble más comúnmente depositada en la mayoría de arenas, los procesos considerables han sido elaborados en el campo para remover el yeso, los agentes usados para este propósito incluyen convertidores orgánicos, convertidores inorgánicos y solventes, usualmente un depósito de escama consiste en uno o más componentes orgánicos más la cantidad variada de productos de la corrosión, el aceite petrificado o cuajado, los silicatos y la parafina, un depósito soluble o insoluble en ácido puede usualmente ser determinado por inspecciones de laboratorio sobre muestras de campo, el tiempo del tratamiento, la concentración de la solución del tratamiento y la disposición final de los cristales de yeso.

## 5. TIPOS DE FALLA

El momento para controlar las fallas en los equipos de subsuelo empieza antes de que estas ocurran, primero en las acerías, continua a través del fabricante, luego con el operador y el equipo de la empresa de reacondicionamiento, quienes deben darle el cuidado el cuidado y manipulación adecuado con la finalidad de maximizar su uso y disminuir fallas.

Un tipo de falla que se presenta en los equipos de subsuelo en general es la falla debido a la corrosión que es el resultado destructivo de una reacción electroquímica entre el acero usado en la herramienta y el ambiente operativo al que está sometida. Aunque es imposible eliminar completamente la corrosión, si es posible controlarla y retardar su efecto destructivo, luego es conveniente determinar el tipo de corrosión que se puede presentar en determinados pozos.

Un aspecto importante para el análisis es el desgaste del componente. El desgaste de las superficies de tubería de producción, la varilla, la bomba y el pistón, es provocado por la fricción que se genera entre los fluidos y la superficie del componente, o por la fricción entre los mismos componentes reduciendo la vida útil de la herramienta y generando costos por reacondicionamiento. Para el personal de producción es muy importante entender los efectos de daños que parezcan ser de poca envergadura y saber cómo ese daño puede ocasionar fallas que paren la producción del pozo.

## **5.1 FALLAS EN LA SARTA DE PRODUCCION.**

La prevención de fallas en la sarta de producción comienza con el diseño, es posible que las sartas mal diseñadas contribuyan o ocasionen el bajo rendimiento o lo que es más grave la falla de otros componentes del sistema de levantamiento artificial. Un diseño correcto significa distintas cosas, análisis de pozos, análisis económico, condiciones del pozo o preferencias personales. Años atrás el resultado del diseño partía de la experiencia o hábito, luego paso a un diseño basado en la profundidad así como en el caudal del fluido a manejar, hoy en día, los programas de computadora permiten que se optimice los equipos y los diseños. Una vez que se haya diseñado la sarta de producción y que la misma se haya instalado, es necesario contar con ensayos dinamométricos periódicos a fin de observar el comportamiento de las cargas. En muchos pozos el reemplazo frecuente de varillas y de tubería de producción constituye serios problemas económicos, en realidad, se dice que el desempeño de las varillas se considera un directo indicador de la eficiencia del pozo del cual se está bombeando. Por otra parte es esencial mencionar algunas causas de falla de las varillas y tubería.

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

Para propósito de este análisis asumiremos que para un elemento elástico la ley de Hook ya no es aplicable. El esfuerzo al cual el material falla se llama límite de proporcionalidad elástica, y este límite no puede ser utilizado para establecer el máximo esfuerzo permisible en condiciones de trabajo para las varillas. Ya que las varillas están sometidas a cargas cíclicas se verán sometidas a fallas por fatiga, las cuales ocurren por debajo del límite de proporcionalidad. Por lo cual se debe hallar un límite máximo sin que se presente falla. Pero en la práctica ningún tipo de material podría sostener un número infinito de ciclos, para el acero por ejemplo se ha encontrado que su máximo límite puede ser hallado para un número de 10'000.000 de ciclos sin falla alguna. El límite máximo en una sarta de varillas depende de los componentes asociados en la aleación (carbon, silicio, níquel, cromo y molibdeno), los agentes corrosivos presentes en el fluido ( $H_2S$ ,  $CO_2$  y  $O_2$ ), y el rango de carga a la cual se encuentran sometidas, por ejemplo a una velocidad de bombeo de 20 spm. 345 días serán necesarios para alcanzar los 10'000.000 de ciclos. Cuando agentes corrosivos están presentes en el pozo dos aproximaciones pueden darse hacia la solución del problema, la sarta de varillas puede construirse de aleaciones más resistentes a la corrosión, o el fluido puede ser tratado químicamente en el pozo reduciendo de manera substancial su efecto corrosivo. El segundo es el más utilizado y para este propósito se utilizan inhibidores, el uso de aleaciones más costosas se deja esencialmente para pozos profundos, donde las cargas impuestas son el factor predominante.

Otro posible factor de falla prematura es el Sincronismo, esta idea fue presentada originalmente por *Slonneger*, sucede cuando la sarta de varillas entra en resonancia con su frecuencia natural y las ondas en lugar de anularse se suman originando vibración en las varillas.

En algunos pozos con excesivas fallas en las varillas o daños en la tubería de producción son el resultado ocasionado por el rozamiento entre la sarta de varillas y la tubería de producción, ocasionando una reducción del metal en la parte que entra en rozamiento y posterior falla en ese lugar, para la solución de esto se recomienda el uso de anclas en la tubería a tensión para las varillas.

Un ancla de tensión es aquella que le permite a la tubería alargarse pero no contraerse. Este mecanismo por consiguiente previene el pandeo en la tubería, que solo ocurre en la carrera ascendente. Otro método es colocar un ancla y entonces tensionar la tubería desde superficie, para esto existen cartas especialmente diseñadas para conocer la tensión recomendable para cada situación. También cabe mencionar que el flujo dentro de la tubería es intermitente haciendo que el régimen de flujo para cada pozo en particular no sea continuo, así cuando se encuentre que el flujo es de tipo turbulento esta premisa ayudara a comprender la razón del porque la abrasión debida a este tipo de circunstancias dentro de la tubería de producción se ve disminuida.

**5.1.1 Fallas por Tensión.** Las fallas por tensión ocurren cuando la carga aplicada excede la resistencia a la tensión del material, así la carga se concentrara en ese punto y creara la apariencia de cuello de botella al reducirse el área transversal del mismo en ese punto, cuando la sección transversal del material no es lo suficientemente fuerte para sostener la carga impuesta, este fallara seguramente en ese lugar. Esto puede ocurrir cuando se trata de sacar una bomba que se encuentra atascada o cuando se esta anclando la tubería.

Para evitar este tipo de fallas se recomienda que el indicador de peso máximo *“Martin Decker”* nunca exceda el 85% de la resistencia cedente para el tamaño y grado conocidos del momento menos resistente en la sarta; para condiciones en

las cuales no son conocidos estos datos de un factor de seguridad debe aplicarse el peso halado.

**5.1.2 Fallas por Fatiga.** La fatiga se define como la falla del material por la acción de cargas cíclicas en el tiempo y la cual se inicia con pequeñas grietas que crecen cada vez más. Los esfuerzos asociados a esta falla tienen un valor máximo que es menor que la resistencia a la tensión del material; puesto que la carga aplicada está distribuida casi igualmente sobre la superficie transversal de la sarta, todo daño que reduce el área transversal, aumentara la carga o esfuerzos. A medida que la grieta avanza , las superficies de fractura adyacentes opuestas tratan de separarse bajo las caras de estas y se vuelven lisas y pulidas , así mismo se reduce la zona transversal efectiva de la varilla hasta que no queda suficiente metal para sostener la carga y el material simplemente se fractura en dos pedazos.

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

**5.1.3 Fallas Mecánicas.** Las fallas mecánicas representan un porcentaje alto en el número total de las fallas, tanto en las varillas, tubería de producción y bombas, las fallas mecánicas incluyen todo tipo de desperfecto por fabricación y fatiga por esfuerzo. El tiempo a la falla será influenciado por muchas variables, entre las más importantes serán el esfuerzo máximo, ambiente operativo, orientación del daño, química del material, tipo de tratamiento térmico, gama de esfuerzos. El daño mecánico puede ser causado por diseño inadecuado, procedimientos incorrectos de preservación y manejo, procedimientos inadecuados de enrosque y desenrosque o cualquier combinación de estos.

**5.1.4 Fallas por daños superficiales.** Se debe hacer todo lo posible para impedir daños mecánicos superficiales a los elementos constituyentes de la sarta de producción, los daños superficiales aumentan los esfuerzos durante las cargas aplicadas. El tipo de daño y su orientación contribuyen a esfuerzos mayores sobre aquellos asociados al daño longitudinal. Una picadura ayudara a crear una mayor concentración de esfuerzo y seria más perjudicial, para impedir un posible daño por la acción de los martillos, llaves hidráulicas, elevadores y otras herramientas.

**5.1.5 Fallas por corrosión.** La corrosión es el resultado destructivo de una reacción electroquímica del ambiente operativo a los que es sometido el equipo de subsuelo. La corrosión es la manera como la naturaleza convierte un material hecho por el hombre de un estado de mayor energía (acero) de vuelta a su estado elemental (mineral nativo) como se encuentra en la naturaleza. El hierro elemental en el acero se combina con la humedad o ácidos para formar otros compuestos como sulfuros, carbonatos, oxido de hierro, etc. Alguna forma y concentración del agua que está presente en todos los pozos es considerada como corrosiva, así por ejemplo los gases ácidos como el acido carbónico ( $CO_2$ ) y el sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ) comunes en la matriz del yacimiento son sumamente solubles en agua y se disuelven rápidamente en la misma, lo que tiende a bajar su pH, todas las aguas con valores de pH bajos se consideran como corrosivos al acero.

Todos los ambientes pozo abajo son corrosivos hasta cierto punto, como regla general cuando el porcentaje de agua sea mayor al 20% estando el fluido producido en la fase acuosa con gotas de petróleo, podrá ocurrir el "picado" con pérdida de metal. Otras condiciones que también producirán daños en el pozo incluyen: Cuando el sulfuro de hidrogeno en el agua que se encuentre a una presión parcial mayor 0.05 psi, cuando el  $CO_2$  en el agua es mayor a 200 ppm,

cuando los cloruros en el fluido total son mayores a 5000 miligramos por litro, cuando hay oxígeno presente en cualquier cantidad, cuando el pH del fluido es menor que 7, cuando los sólidos son abrasivos y mayores a 100 ppm. Y la velocidad del fluido es alta.

5.1.5.1 Corrosión por ácidos. Las compañías de servicio usan ácidos para la estimulación y labores de limpieza de pozos. En estos casos, algunas aguas producidas contienen ácidos orgánicos que se han formado pozo abajo, tales ácidos como el ácido acético, sulfúrico y sulfhídrico. La corrosión por ácidos es un adelgazamiento del metal, que deja la superficie con el aspecto de nódulos metálicos residuales agudos o como telaraña.

5.1.5.2 Corrosión por cloruros. Los cloruros contribuyen a la corrosión del agua al aumentar su concentración, las aguas con altas concentraciones de cloruros tienen la tendencia de ser más agresiva a los materiales de acero aleado. La corrosión por cloruros tiende a picar uniformemente toda la superficie con picaduras someras de fondo plano y forma regular, las características de forma de picaduras incluyen paredes empinadas y bordes afilados.

5.1.5.3 Corrosión por dióxido de carbono. El  $CO_2$  se combina con agua para formar el ácido carbónico que baja el pH del agua. El ácido carbónico es muy agresivo al acero y resulta en grandes zonas de pérdida rápida de metal que puede desgastar completamente el material, la severidad de la corrosión aumenta con el aumento parcial de la presión y la temperatura del  $CO_2$ . Las picaduras de corrosión por  $CO_2$

son de forma redonda, profunda con paredes empinadas y bordes afilados, la picadura se interconecta usualmente en líneas largas pero ocasionalmente son individuales y aisladas, la base de la picadura está llena de escamas de carbonato de hierro, un depósito gris que se adhiere de manera suelta, generando  $CO_2$ .

5.1.5.4 Corrosión por metales distintos. Una falla extremadamente rara, la corrosión por metales distintos puede ocurrir cuando se juntan metales con diferentes potenciales de oxidación en la misma solución. Un metal tiene la tendencia acentuada de corroerse antes que el otro, y bajo ciertas condiciones de fluidos, el metal menos noble se corroe a un ritmo más rápido que otro, la corrosión de metales distintos es normalmente mayor cerca de la conexión de los metales, pero puesto que la mayoría de los metales utilizados son compatibles este tipo de falla no es muy común.

5.1.5.5 Corrosión por  $H_2S$ . La corrosión por  $H_2S$  es redondeada en su base pero con paredes empinadas y bordes biselados, normalmente es pequeña, aleatoria y esparcida sobre la superficie del metal, un segundo corrosivo generado por el  $H_2S$  es la escama de sulfuro de hierro, las superficies del metal y de la picadura estarán cubiertas de escama negra que se adhiere de manera apretada. Un tercer mecanismo corrosivo es el resquebrajamiento por hidrógeno, que ocasiona que la superficie de la fractura tenga un aspecto granular y quebradizo, aunque es un ácido relativamente débil, cualquier concentración de  $H_2S$  se considera justificación para iniciar un programa de inhibición química.

5.1.5.6 Corrosión influenciada microbiológicamente. Alguna cantidad de forma de vida microscópica está presente en esencialmente todo pozo productor, de gran preocupación son los organismos unicelulares capaces de sobrevivir en todo tipo de condiciones y de multiplicarse con velocidad increíble denominados corrientemente como bacterias o microbios. Los fluidos sospechosos deben ser monitoreados continuamente en cuanto a bacterias mediante muestreo, identificación y conteo de bacterias. La corrosión influenciada microbilógicamente tiene las mismas características básicas de la corrosión por H<sub>2</sub>S, a menudo con múltiples grietas por la picadura es originado por el subproducto del ácido sulfúrico del estilo de vida bacteriano de las bacterias sulfatoreductoras que corroe y resquebraja la superficie del acero bajo la colonia.

5.1.5.7 Corrosión por escamas. En la sarta de producción se debe impedir la formación de escamas, tales como la de sulfato de bario, carbonato de calcio, óxido de hierro (herrumbre), sulfuro de hierro y sulfato de estroncio, aunque las escamas retardan la tasa de penetración de la corrosión, también disminuye la eficacia de los inhibidores químicos.

5.5.1.8 Corrosión en la tubería de producción. La corrosión causa varias fallas de la tubería de producción tanto internas como externas, la tubería puede ser dañada por corrosión, reconocido por la presencia de huecos, agujeros o deterioración en general del metal. Los productos de la corrosión pueden adherirse a la tubería de producción, esta es usualmente causada por los fluidos corrosivos y el daño puede ser agravado por los efectos abrasivos de las varillas o

por el golpe de gas. La corrosión puede causar también por corrosión electroquímica, o por una combinación de la abrasión química y mecánica, un correctivo simple y universal puede ser dado para el control de esta, la condición de la tubería de producción puede ser determinado por los métodos de inspección debajo de pozo de la tubería de producción es frecuentemente hecha por el medio de un dispositivo de calibración corrido sobre una guaya. Las siguientes prácticas o medidas pueden ser usadas para controlar la corrosión de la tubería de producción. Donde la corrosión interna o externa de la tubería de producción es conocida, determinar los agentes corrosivos de los fluidos. En pozos con Bombeo Mecánico o por levantamiento de gas "Gas Lift", los inhibidores pueden ser introducidos por el anular de la tubería de revestimiento y la de producción. La pérdida de eficiencia del inhibidor puede ser analizado por medio de cupones y exámenes visuales de piezas rápidamente asequibles del equipo, el análisis del agua determinará el contenido de Hierro antes y después de empezar el tratamiento del inhibidor, puede servir como un indicador de las tazas comparativas de corrosión. La corrosión condensada es causada por el agua soluble o ácidos orgánicos, la apariencia de la corrosión condensada es caracterizada por agujeros libres de escamas, usualmente cerca al extremo de las juntas de la tubería de producción, los productos de corrosión son solubles en el agua producida, esta permite la determinación del grado de corrosión al medir del contenido de hierro del agua producida. Un contenido de 50 partes por millón es usualmente considerada una condición corrosiva, desde que la escama no este presente, la acción directa del sulfuro de Hierro forman una escama negra o pulverizada, esta acción es similar a una pila galvánica, el resquebrajamiento del acero ocurre después de la formación de las escamas, evidenciando como grietas y ampollas, este tipo de corrosión es fácilmente reconocida por la escama negra, la inspección puede no ser confiable, las partes están sujetas a altos esfuerzos mecánicos tendiendo a fallar muy rápido cuando partículas pequeñas de sulfuro de hidrogeno están presentes, la corrosión de aceite dulce puede ocurrir en pozos profundos de alta presión y ocurrirá un agujeramiento general similar al causado por el condensado, los inhibidores químicos pueden ser difíciles de aplicarse, los

recubrimientos plásticos son usualmente afectivos, la corrosión de aceite dulce en pozos son de baja presión ocurre después que un pozo ha sido producido durante un largo tiempo y luego empieza a producir grandes cantidades de agua salada. Los ácidos Orgánicos y el Dióxido de Carbono son acusados como el principal agente corrosivo.

**5.1.6 Fallas por conexión.** Se origina al momento de apretar la rosca macho de la varilla con el acople o la rosca macho de la tubería de producción con la caja de rosca hembra, las recomendaciones a seguir son las que el fabricante entrega para el desplazamiento circunferencial y el torque adecuado para aplicarlo dependiendo si es una varilla o tubería nueva o usada.

**5.1.6.1 Juntas desenroscadas.** Es la menos frecuente entre los tipos de falla por conexión, y se define como un acople y una rosa macho que se han desenroscado naturalmente o por presencia de corrosión durante la operación, una unión que viene desenroscada es el resultado de la unión que no es apretada bajo la carga operada, pero esta puede ser causada también por el poco apriete generado durante la unión o la pérdida de agarre durante la operación. La unión adecuada de una junta es el acto de forzar la rosca macho con la unión precargada mas que la carga del pozo, siempre forzándola, la xara de la rosca hembra es mantenida a compresión contra la superficie del hombro de la rosca macho durante la operación, algunas de las cosas que causan la falla son el desplazamiento rotacional, hilos sucios, los hilos dañados, mala lubricación, pérdida de la cara del hombro debido al martilleo y el golpe de fluido. Cuando las varillas o tubería son corridas, la atención se centra en la inspección de todos los hilos de la rosca macho y de la rosca hembra, es importante que todos los hilos estén libres de mugre y que todos los hilos estén en buen estado, esta labor hace que sea más

fácil la ocupación, el enroscado y el desenroscado de los hilos, el tiempo adicional ocupado en él enrosque de la unión será compensado para mantener las varillas limpias y en buen orden mecánico, el uso lubricante adecuado para los hilos es necesario, nunca usar lubricante para hilos de tubería en hilos de varilla porque estos lubricantes están diseñados para hilos cónicos y son muy pesados para los hilos rectos de las varillas, un propósito importante de los hilos de las varillas es generar una presión de fricción elevada a las caras del hombro de la rosca macho, el lubricante puede reducir la fricción de los hilos para cumplir este propósito, el aceite liviano como el aceite para motor SAE 40 mezclado con un inhibidor de corrosión en una proporción 50 a 50, hace una lubricación ideal de los hilos de las varillas, es también permisible usar el inhibidor puro en base de aceite, el hombro de la rosca macho de la varilla está diseñado para promover un contacto de la cara completamente con la terminación de acople, en esta la fricción generada sobre las caras para mantener la junta unida, los hilos de la varilla son los hilos rectos, no los hilos cónicos de la tubería, consecuentemente cuando las juntas de las varillas están apretadas, ellas aprietan sobre las caras del hombro y no a las raíces de los hilos o costados como los hacen los hilos cónicos, la pérdida de algo de la cara del hombro de la rosca macho en la varilla debido a la corrosión, al martilleo o al desgaste reduce la fricción necesaria para mantener la junta unida, por tal razón es importante descartar cualquier varilla o acople que presente corrosión o desgaste en las caras sellantes.

5.1.6.2 El Martilleo. Esta mala práctica provoca a los acoples o las varillas daños estructurales que genera falla, el golpe de martillo sobre el hombro de la rosca macho a menudo deforma la cara sellante, este gran defecto aleja las caras del acople y el hombro de la rosca macho, y hace poco posible el desarrollo de suficiente fricción para mantener la junta unida, el fluido empieza a entrar en la junta a través de la abertura deposita escamas y inicia la corrosión, alguna varilla

que presente esta falla debe ser descartada. Los resultados del golpe de fluido son indeseables, este golpe es causado porque la bomba no llena completamente sobre la carrera ascendente y luego el pistón choca con la superficie del fluido en el barril de la bomba sobre la carrera descendente, este golpe debido al golpe del pistón sobre la superficie del fluido en la bomba y la transferencia repentina de la carga del fluido desde la válvula fija a la válvula viajera.

5.1.6.3 La Fatiga de la unión. Es producida por un procedimiento repetido de carga y descarga del contacto con el acople y la rosca mecho como resultado de la variedad de cargas en el pozo durante el ciclo de bombeo, tanto la rosca macho de la varilla como el acople son altamente susceptibles a esta clase de daño en el material ya que las roscas en ambas partes actúan como un originador de esfuerzo. El deterioro de la unión puede aumentar por la corrosión en el fondo de pozo, los fluidos corrosivos pueden ingresar a las roscas y por las fuerzas de doblamiento que surgen cuando la superficie sobresaliente de la rosca macho se separa de la superficie del acople. Estos sucesos influyen en la vida útil de la unión de la varilla y hacen que el 99% de las rupturas por fatiga en los pines de la varilla sea ocasionada por un incorrecto enrosque de la varilla, un apropiado enrosque de la sarta de varillas minimiza la carga de fatiga sobre las roscas machos de la varilla, entre tanto el rango de esfuerzo se reduce significativamente, la dobladura de la rosca macho se elimina y el daño por corrosión se reduce enormemente por el apretamiento de las roscas.

5.1.6.4 Fallas en la rosca macho. Desde la modificación del API para el diseño de la rosca macho de la varilla bajo corte con los hilos enrollados, las fallas de la rosca macho han sido grandemente reducidas, las fallas de la rosca macho han sido grandemente reducidas, las fallas de la sarta de varillas, hay dos causas de

falla en la rosca macho, la falta por tensión debido al sobretorqueamiento y la falla por fatiga por bajo torqueamiento o por pérdida de ajuste, la corrosión puede acelerar la falla, las roscas macho de las varillas con fracturas tensiles y son escasas, una falla por sobretorqueamiento tienen una apariencia distinta a la falla bajo torqueamiento, en una fractura tensil la rosca macho se alargará, la sección debajo del corte será alargada, la cara de la fractura de las dos partes será de aspecto macho y hembra, en la mayoría de los casos, este tipo de falla ocurrirá mientras la operación de torqueamiento es ejecutada, cuando la rosca macho falla en fatiga esta tiene un aspecto característico, la cara de fractura es plana y la mayoría de esta es pulida, el ángulo de la cara de fractura es siempre perpendicular al eje de la rosca macho, no hay una reducción del diámetro y la rosca macho no es alargada, la fractura por fatiga empieza en el punto de la mayor concentración de esfuerzos sobre la superficie y esta se extiende a través del diámetro de la rosca macho con el número de golpes acumulados, como la fractura se extiende, los esfuerzos se incrementan sobre el metal restante porque hay menos metal para soportar la carga, causando la fractura dilatada, mientras que la fractura está creciendo, dos caras de ruptura se rozan produciendo una superficie lisa, como el diseño de media luna sobre la carga de la ruptura, eventualmente el metal restante no puede ser la carga y se rompe bruscamente con una fractura tipo tensión exhibiendo una apariencia granular.

5.1.5.5 Falla en los acoples. El acople de la varilla esta diseñada como la sección más dura de la sarta de varillas, el acople tiene un área con mas metal que el cuerpo de la varilla, a pesar de la mayor cantidad de masa, él acople puede fallar por sobrecompresionamiento en la cara frontal, esta puede también fallar por una fractura de fatiga creciente de adentro o de afuera de la pared del acople debido al efecto de un elevador de esfuerzos cuando la unión de la varilla sea apretada, la rosca macho es alargada y la cara frontal del acople es presionada contra la cara

del cuello de la rosca macho con fuerza equivalente a la fuerza de cedencia del material, precisamente como el metal se deforma con mucha carga tensional, esta también deforma con mucha fuerza compresional. Muy a menudo, antes de la fuerza de cedencia de la rosca macho sea extendida en un sobretorqueamiento de la junta, las caras frontales del acople se deformaran y se ensanchara exteriormente. La pared externa del acople deberá permanecer completamente recta y perpendicular a las caras terminales por un apriete adecuado para que se mantengan, el acople o el hombro de rosca macho deformadas aumenta la fuerza compresional de la unión permaneciendo dañada y deberá ser descartada. Cuando los acoples se rompen, la cara de la fractura siempre es por fractura de fatiga, la mayoría de estas faltas empiezan sobre el exterior del acople a una posición confidencial con el primer hilo completamente enroscado de la rosca macho, la fractura puede empezar sobre el lado externo o interno de la pared del acople dependiendo de las condiciones, la apariencia de las caras rotas siempre dará la evidencia del punto origen de la fractura, como la fractura se extiende, los esfuerzos se incrementan sobre el metal remanente porque hay menos metal que soporte la carga. Mientras la fractura ésta creciendo, las dos caras rotan y rozan entre sí produciendo una superficie pulida, la cual puede ser vista con un aspecto de "media luna" diseñada sobre la cara rota, eventualmente, el metal remanente no puede sostener cargas mayores y se rompe con una fractura tipo tensión, la evidencia mencionada anteriormente indica el punto de origen de la fractura de fatiga, esta es de aspecto de media luna pulida sobre la cara rota, la extensión más distante de cada extremo de este diseño pulido disminuirá dentro de un agudo punto, este punto de un diseño pulido esta localizado sobre la cara de la pared del acople sobre el cual la fractura por fatiga empieza, si los puntos extremos del diseño pulido son localizados sobre el exterior de las paredes del acople, la fractura por fatiga creció desde el exterior de el, cuando la fractura empieza sobre el exterior del acople hay casi siempre evidencia visible de un elevador de esfuerzos, los elevadores usuales sobre el extremo del acople son la corrosión, desgaste, marcas de martillo o marcas de la tubería doblada. En la mayoría de los casos donde los acoples se rompen desde adentro, la fractura por

fatiga empezara en la raíz de los hilos opuestos del acople, el primero totalmente enroscado en la rosca del macho, cuando el acople falla es siempre el desenroscado bajo carga, que significa, la falla es debido a la fatiga causada por la falta o perdida de ajuste inicial, cuando la unión es desenroscada esta admite una posición desalineada de la rosca macho dentro del acople y genera una concentración de esfuerzos máximos dentro de la raíz de los hilos del acople opuestos al hilo de la rosca macho totalmente enroscado.

**5.1.7 Fallas del cuerpo de las varillas** Prácticamente todas las fallas del cuerpo de las varillas son fallas por fatiga debido al desarrollo de un elevador de esfuerzos sobre la superficie de la varilla, hay una excepción a esta regla, esta es cuando la varilla falla mientras está siendo halada excesivamente con un equipo de servicio de pozo, como cuando se hala una bomba pegada en la tubería de producción. La apariencia de las caras rotas de las partes falladas de cada una de estas dos causas de falla difieren grandemente y son fácilmente identificables. Otra causa de falla del cuerpo de la varilla es la curvatura, cuando la suma de dobleces en la varilla es insignificante, la determinación de la causa de la falta puede algunas veces ser difícil, un simple chequeo de comparación puede ser hecho en el campo, usualmente revelará esta causa de falla, un método es colocar un borde bien recto a lo largo del cuerpo de la varilla sobre la línea con el punto de origen de la cara de ruptura, algún desalineamiento en la varilla producirá una abertura entre la superficie de la varilla y el borde del recto, si la varilla es retorcida solamente en la cara de la ruptura, la observación en el borde del recto podría no dar resultados convincentes, las inspecciones visuales pueden mostrar una observación positiva por doblamiento sin algún daño a la superficie de la varilla siendo visible por la inspección de campo. Esta es porque la fractura por fatiga puede empezar sin evidencia de un hoyo de corrosión o una muesca afilada en la superficie de la varilla, el incremento de esfuerzos para esta falla es una diminuta

fractura de tensión en la superficie de la varilla, las diminutas fracturas se abren en el área cóncava de una varilla doblada, y son usualmente también pequeñas para la observación en el campo, la acción de halado de la varilla recta después del doblamiento permanente produce fracturas en un campo localizado por dentro de un semicírculo de la superficie de la varilla. Nunca someta al acople a golpes de martillo, si la llave de tuerca de varilla no desajusta un acople de la varilla, usar policía para una mayor palanca de brazo en potencia, en pozos donde la cera o parafina está presente, es mejor correr las varillas lentamente porque si de repente paran, no doblen o refuerzan la varilla en el elevador, una herramienta de interruptor en la sarta permitirá soltar la bomba si está pegada.

**5.1.8 Fallas en la tubería de producción** La sarta de tubería final usualmente usada dentro de un pozo productor es la tubería de producción en un pozo fluyendo, el menor diámetro de la tubería de producción permitirá mayor eficiencia en el levantamiento que la tubería de recubrimiento por la utilización de la expansión del gas producido con el aceite, hará una terminación más segura para permitir la circulación, produciendo o matando el pozo y constituye una sarta de tubería de trabajo que puede ser removida si esta llega a estar taponada o dañada, la tubería de producción, en conjunción con un empaque, mantiene alejado los fluidos corrosivos del pozo de la tubería de recubrimiento, y la consecuente posibilidad de una ruptura, que puede causar un reventón, la tubería de producción es siempre usada con el equipo de levantamiento artificial y es particularmente adaptada para el bombeo de varilla. Varios tipos de uniones enhebradas o ensartadas son usados en la tubería de producción, la más común es el elevador externo API, los tamaños usuales son 2 3/8, 27/8, y 31/2 de pulgada, varios pesos y grados.

La tubería de producción debe estar en buenas condiciones y proporcionar un sello ajustado sobre su longitud entera en orden a contener la presión interna y prevenir el escape de gas o líquido por el espacio anular entre la tubería de producción y la de recubrimiento, la tubería de producción y deberá ser fuerte, lo suficiente para resistir la presión interna de varios miles de libras por pulgada cuadrada -Psi- sin colapsarse, igualmente, la tubería de producción deberá ser capaz de resistir la considerable presión externa , las grietas pueden desarrollarse en el medio de una junta debido a un defecto de fabricación o a un hoyo causado por la abrasión o la corrosión, pero más frecuentemente se encuentra ocurriendo en las conexiones enhebradas a cada extremo, aunque la presión de la formación en el pozo puede ser solamente unos pocos cientos de libras, la columna de fluido que es elevado dentro de la tubería de producción se extenderá a la superficie, entonces la presión hidrostática de una columna de agua usada como referencia es alrededor de uno y media libra por pulgada cuadrada por pie. Los pozos profundos con niveles bajos de fluido en el anular pueden tener presiones internas de varios miles de libras, presionando la bomba y reventando la tubería de producción, una tubería agrietada manifestará como si la bomba no trabaja, y la pequeña grieta puede desarrollar una gran pérdida de fluido en un muy corto tiempo.

## 5.2 DEFECTOS DE FABRICACIÓN

Las fallas debidas a los defectos de fabricación son muy raras y ocurren pocas veces, los defectos de fabricación se reconocen fácilmente y es importante que se entienda el aspecto que estas tienen si se va a presentar de manera exacta reclamos de garantía. Es recomendable aplicar a los componentes de subsuelo en bombeo mecánico una inspección antes de ser corrido en el pozo, entre ellos se encuentra

**5.2.1 Métodos para inspección de varillas** Para la inspección de las varillas nuevas, se han desarrollado métodos innovadores, entre los cuales se destaca la inspección por partículas magnéticas "*magnetic particle inspection*" MPI, esta inspección se basa en el uso de las partículas magnéticas que bajo una luz ultravioleta resplandecen siendo notable la acumulación de estas se alinean de una forma casi idéntica siguiendo la dirección del campo inducido, al existir algún tipo de anomalía en la superficie de la varilla estas partículas, tendrán una orientación distinta cerca de la superficie irregular, haciendo fácil su localización. Este tipo de mecanismo de inspección también es utilizado para la tubería de producción.

**5.2.2 Métodos de inspección de tuberías de producción.** Cuando la tubería de producción es corrida en el pozo, se recomienda practicar los métodos de inspección, por medio de estos se identifican defectos antes de correr reduciendo costos posteriores por fallas prematuras. Entre estos se encuentran

5.2.2.1 Medidores de espesores por ultrasonido. Este medidor genera pulsos eléctricos al palpador ultrasónico, que se convierte en ondas sonoras de alta frecuencia, esta onda entra en el material y viaja hasta encontrar la superficie de reflexión, recorre la superficie haciendo evidente defectos de material.

5.2.2.2 Técnicas radiográficas. Usa radiación penetrante como rayos X o gamma, al pasar a través del material, parte de la radiación es absorbida o radiografiado. La variación e intensidad del haz de radiación emergente se registra en partículas donde se observan los defectos.

5.2.2.3 Técnica de TOFD. Monitorea los defectos en servicio, documenta y evalúa los defectos durante la producción, monitorea las señales difractadas de los extremos de los defectos y están relacionadas a la verdadera posición y tamaño del defecto.

5.2.2.4 Técnica de ultrasónico de amplio espectro. Se fundamenta en la generación y propagación de ondas cíclicas guiadas que se propagan en toda la sección transversal de la tubería en ambos sentidos desde el punto de emisión, utiliza muy bajas frecuencias ultrasónicas.

5.2.2.5 Técnica de corrientes de EDDY. Inducir corriente dentro de un material conductor que produce un campo magnético que se opone al campo magnético natural del material, cuando las corrientes inducidas en la pieza son distorsionadas por la presencia de un defecto o variación del material, la impedancia del inductor se altera indicando el tipo de defecto.

5.2.2.6 Inspección visual remota con fibroscopio. Los fibroscopios se componen de miles de fibras ópticas de muy pequeño diámetro, con lentes de diferente tipo y cabeza flexible que le permite rotar alrededor de las esquinas de la tubería y sobre los obstáculos.

5.2.2.7 Líquidos penetrantes. El líquido penetrante es absorbido en el defecto, el que se observa mediante la aplicación de un revelador, se utiliza para detectar los defectos abiertos en la superficie de la tubería.

5.2.2.8 Partículas magnéticas. La interrupción de flujo magnético generado por un dispositivo al chocar con un defecto permite su detección.

## **6. ANÁLISIS DE FALLA EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO USANDO LA METODOLOGÍA ANÁLISIS CAUSA RAIZ**

### **6.1 ACR**

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 pérdidas, teniendo presente todos aquellos eventos y sucesos que ocasionan disminución en la producción.

### **6.2 ¿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.

### 6.3 ¿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.

### 6.4 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 más crítica dentro de la aplicación de la metodología, es encontrar la causa inicial del evento de falla, ya que normalmente no se determina propiamente la verdadera causa y se acusa toda la responsabilidad al primer evento que se observó.

Al tener un evento candidato a ser analizado con 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

## 6.5 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

6.5.1 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 más importante y de él 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.

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

6.5.2 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?

6.5.3 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.

A continuación se debe verificar las causas probables y los 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.

6.5.4 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 más 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.

6.5.5 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 más 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.

6.6 Aplicación de la metodología ACR: Conociendo las generalidades del campo, ahora se debe enfocar al particular, tomando los pozos que operan con bombeo

mecánico y presentan fallas en el sistema de subsuelo, recordando esto como objetivo de este trabajo. Mediante la aplicación de esta metodología se logro identificar los pozos mas críticos en el campo Yariguí – Cantagallo, teniendo en cuenta como principales características la frecuencia de falla de cada pozo, el potencial neto y los días de no producción debido a los servicios a pozo realizados.

El criterio de selección de los pozos críticos del campo Cantagallo, se presenta a continuación mostrando la metodología desarrollada.

El desarrollo se basó en la selección de información relacionada a todos los evento objetivo de pozos del campo Cantagallo, comprendida entre los periodos 2003-2008; esta información es obtenida de una base de datos, en la 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.

El análisis detallado de la información recolectada permite conformar tres categorías de fallas importantes en sistemas de bombeo mecánico a nivel de conjunto 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.

En el campo Cantagallo es común encontrar este tipo de incidentes, siendo las fallas por varilla y las fallas en bomba de subsuelo las más representativas en los últimos 4 periodos. (2005, 2006, 2007, 2008 hasta el mes de agosto).

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 con sistema de bombeo mecánico sobre los cuales se desarrolla este estudio es cercana a los 60 pozos (julio de 2008). En la actualidad es de gran importancia este proyecto de grado ya que a futuro se podrá comparar las ventajas o desventajas que pueda traer el proyecto de inyección de agua que se realizará en este campo a partir de noviembre de este mismo año.

6.7 Análisis global de todos los periodos: Al analizar inicialmente la base de datos de los servicios a pozo en forma general; ésta arrojó las siguientes estadísticas sobre las fallas en los sistemas de bombeo mecánico en el campo Cantagallo para un periodo de 4 años.

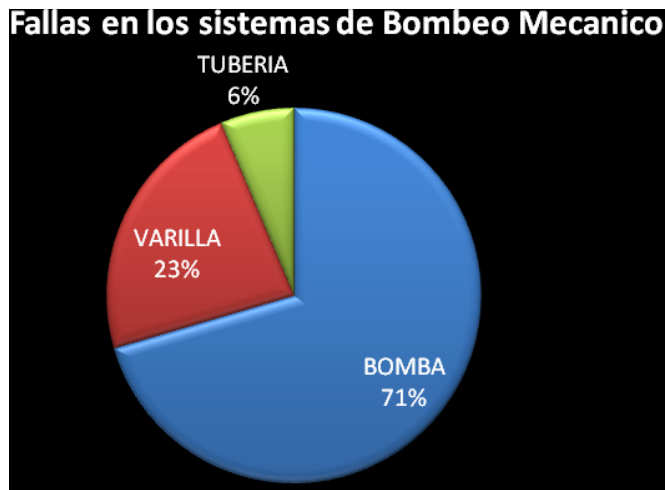


Figura 10 .Porcentaje de fallas en los sistemas de bombeo mecánico campo Cantagallo.

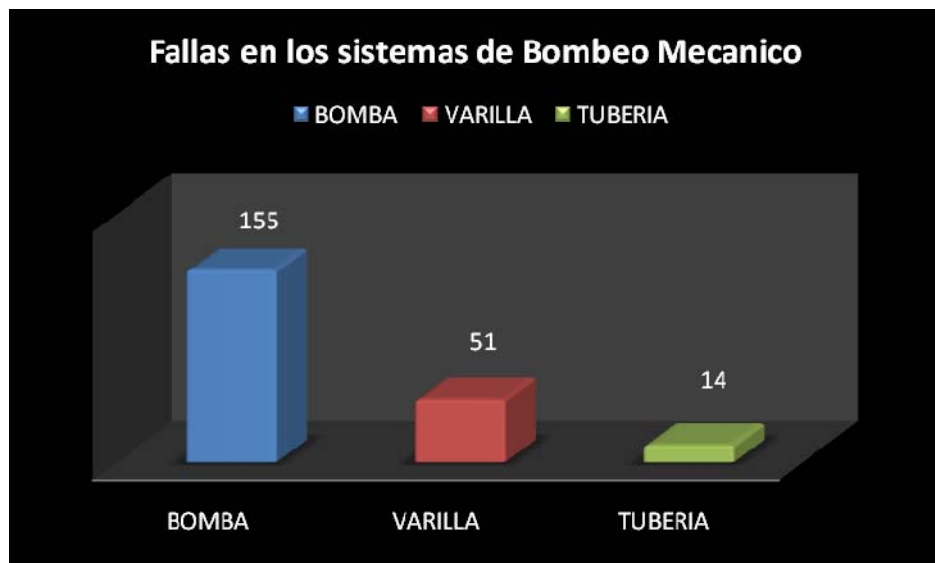


Figura 11 . Fallas por bomba, varilla y tubería para el campo Cantagallo.

### 6.7.1 ANÁLISIS DEL PERIODO 2005

En este periodo se intervinieron 24 pozos por fallas anteriormente enunciadas (bomba, varilla, tubería), los cuales en su totalidad demandaron 38 servicios.

En la tabla se muestra el total de trabajos realizados con la causa de intervención.

<b>INTERVENCIONES REALIZADAS A LOS POZOS EN EL PERIODO 2005</b>		
CAUSAL DE INTERVENCION	CANTIDAD	%
BOMBA	21	70
TUBERIA DE PRODUCCIÓN	0	0
VARILLA	9	30
TOTAL	30	100

Tabla 9. Servicios totales a pozo para el 2005

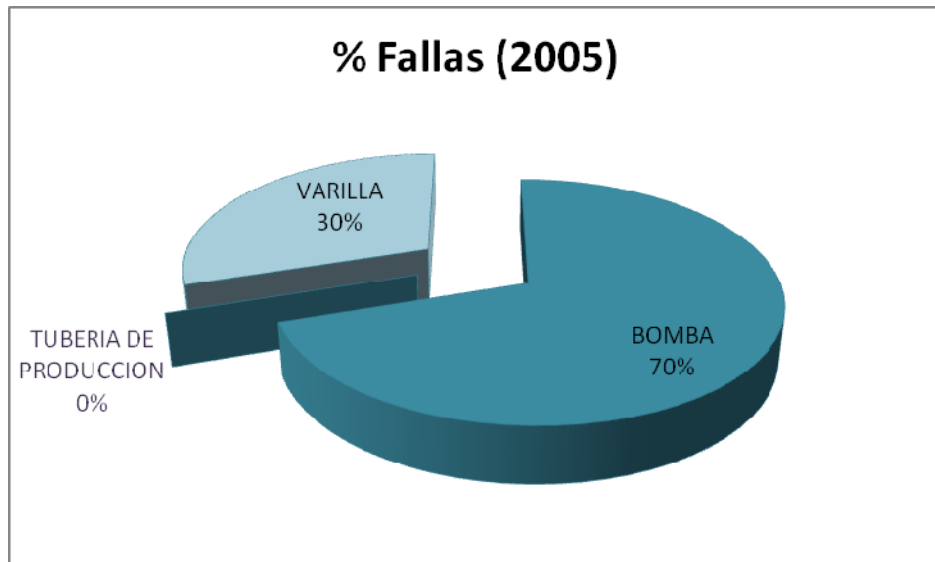


Figura 12. Porcentaje de fallas durante el año 2005.

#### 6.7.2 ANÁLISIS DEL PERIODO 2006

En este periodo se intervinieron 36 pozos por fallas anteriormente enunciadas, los cuales en su totalidad demandaron 92 servicios.

En la tabla 10 se muestra el total de trabajos realizados con su respectiva descripción.

<b>INTERVENCIONES REALIZADAS A LOS POZOS EN EL PERIODO 2006</b>		
CAUSAL DE INTERVENCION	CANTIDAD	%
BOMBA	43	69
TUBERIA DE PRODUCCIÓN	3	26
VARILLA	16	5
TOTAL	62	100

Tabla 10 .Servicios totales a pozo para el 2006

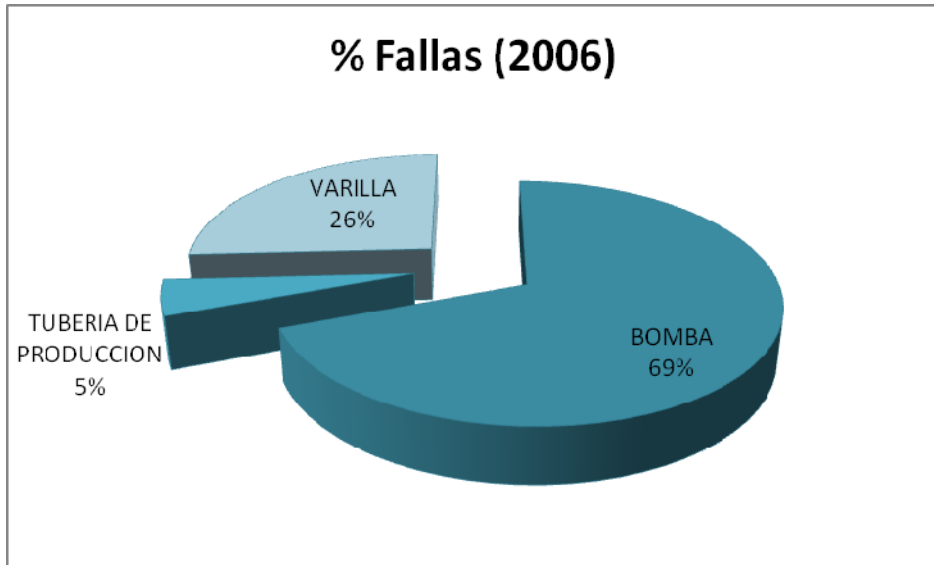


Figura 13. Porcentaje de fallas durante el año 2006.

### 6.7.3 ANÁLISIS DEL PERIODO 2007

En este periodo se intervinieron 39 pozos por fallas anteriormente enunciadas, los cuales en su totalidad demandaron 96 servicios.

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

<b>INTERVENCIONES REALIZADAS A LOS POZOS EN EL PERIODO 2007</b>		
CAUSAL DE INTERVENCION	CANTIDAD	%
BOMBA	38	69
TUBERIA DE PRODUCCIÓN	4	7
VARILLA	13	24
TOTAL	55	100

Tabla 11 .Servicios totales a pozo para el 2007

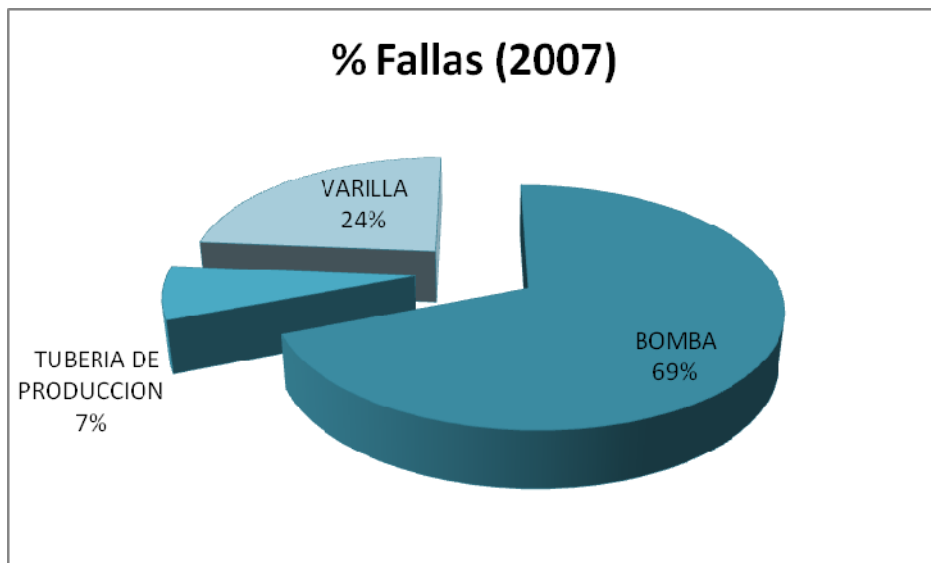


Figura 14. Porcentaje de fallas durante el año 2007.

#### 6.7.4 ANÁLISIS DEL PERIODO 2008

En este periodo se intervinieron 31 pozos por fallas anteriormente enunciadas, los cuales en su totalidad demandaron 90 servicios.

En la tabla 12 se muestra el total de trabajos realizados con su respectiva descripción.

<b>INTERVENCIONES REALIZADAS A LOS POZOS EN EL PERIODO 2008</b>		
CAUSAL DE INTERVENCION	CANTIDAD	%
BOMBA	35	52
TUBERIA DEPRODUCCIÓN	7	10
VARILLA	26	38
TOTAL	68	100

Tabla 12 .Servicios totales a pozo para el 2008

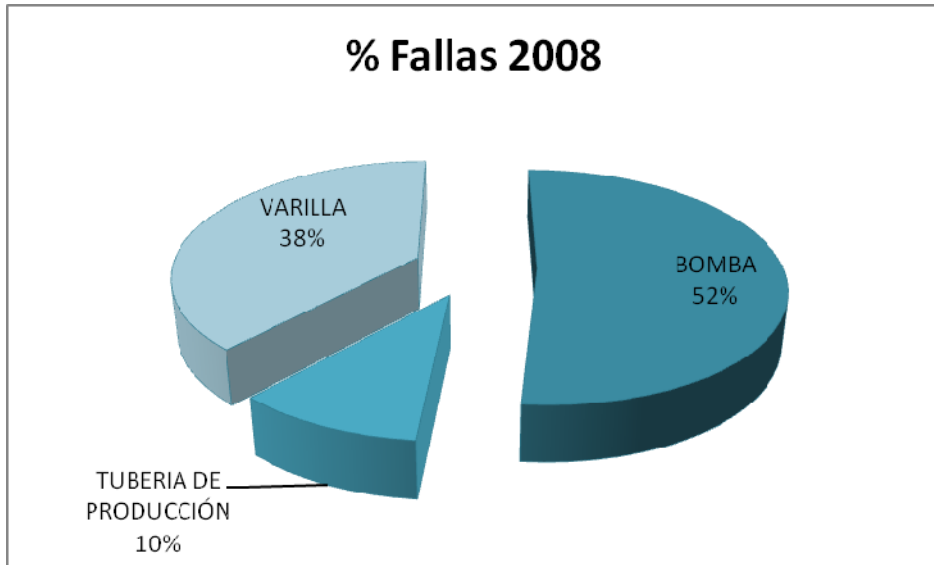


Figura 15. Porcentaje de fallas durante el año 2008.

Analizando los datos obtenidos en las tablas se observa una tendencia a la baja en las fallas por bomba de subsuelo, y una tendencia de aumento en las fallas por varilla y tubería.

## 7. ANALISIS DE LOS POZOS CRÍTICOS

Mediante la aplicación de la metodología ACR se logro identificar los pozos críticos en el campo Yariguí – Cantagallo, teniendo en cuenta como principales características la frecuencia de falla de cada pozo.



Figura 16. Pozos que mas han fallado.

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.

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

Ecuacion 10. Tiempo medio de falla.

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.



Figura 17. Porcentaje de fallas de los 12 pozos criticos.

Como se puede observar en la figura 17. Estos 12 pozos críticos representan un 50% de las fallas ocurridas en el campo durante un periodo de 4 años.

### **7.1 Análisis pozo por pozo:**

Como se verá en el desarrollo de este capítulo la mayoría de problemas en el campo Cantagallo se dan por problemas en la bomba la cual deja de bombear y el pozo para su producción, esto sucede por problemas en las válvulas, ya que la válvula fija ya no da el sello, ya sea por que se desgasta o por la presencia de algún mugre, entonces el desplazamiento positivo que ella hace se filtra, es decir realmente no desplaza, entonces no bombea y hay que cambiar bomba, aunque la bomba en realidad no esté pegada. Para el caso específico del campo Cantagallo este problema lo soluciona un pequeño equipo de varillaje de Ecopetrol llamado Equipo A, el cual se encarga de reemplazar la bomba que está trabajando mal o que tiene baja eficiencia dejando nuevamente el pozo en producción.

También es posible que el pozo no bombee por problemas de fondo, por ejemplo orgánicos que estén taponando las perforaciones, que el pozo se halla depletado o que el pozo haya sido fracturado y estas fracturas se hayan cerrado y el pozo entonces no tiene el nivel dinámico necesario para que trabaje la bomba, o también que se tenga un alto GOR y entonces el pozo produce solo gas.

A continuación se hará un análisis de falla de cada pozo para soportar lo ya dicho.

## 7.1.1 Pozo C1

**Análisis del problema:** Este pozo ubicado en la estación ISLA VI, presenta un potencial Bruto de 236 BBLD, con un BSW de 48% y un potencial de Gas de 17.2 KSCFD.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	POZO	FECHA INI	FECHA TE	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WC	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO B	POT NETO BBL	POT E
312	C1	11-Feb-07	17-Feb-07	6	COMPLETAMIENTO ORIGINAL	PRIDE-20	CAÑONEO ARENAS CG CANONEO NUEVAS ZONAS ARENAS B Y C.	236,00000	123,00000	48,00
313	C1	25-Abr-07	30-Abr-07	5	CAÑONEO ADICIONAL	F-2	SERVICIO BES	236,00000	123,00000	48,00
314	C1	04-Jun-07	08-Jun-07	4	SERVICIO BES	F-2	SERVICIO BES	236,00000	123,00000	48,00
315	C1	19-Jul-07	22-Jul-07	3	SERVICIO BES	H-25	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO (BES)	236,00000	123,00000	48,00
316	C1	29-Mar-08	16-Abr-08	18	FRACTURAMIENTO-CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	PRIDE-20	LIMPIEZA DE ARENA CON BOMBA ALDANA. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO AL	236,00000	123,00000	48,00
317	C1	20-May-08	20-May-08	1	CAMBIO DE BOMBA	EQUIPO A	SACO BOMBA CON SARTA DE VARILLAS, ENCONTRO PISTON PEGADO. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO.	236,00000	123,00000	48,00
318	C1	24-Jun-08	25-Jun-08	1	VARILLEO	EQUIPO A	VARILLA PARTIDA SACO SARTA DE TUBERIA CON BOMBA PEGADA, ENCONTRO PARTIDA LA VARILLA DEL PISTON Y UN TUBO DE COLA LLENO DE ARENA. TOCO FONDO A 7980' (FONDO 8300'), LAVO EN REVERSA RETORNANDO ARENA FINA CON PRESENCIA DE CARBOLITA Y ARENA GRUESA.	236,00000	123,00000	48,00
319	C1	27-Jun-08	02-Jul-08	5	CAMBIO DE BOMBA	SAI-20	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO. SACO SARTA DE VARILLAS CON BOMBA (PISTON PEGADO). CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO POR UNA DE IGUAL CARACTERISTICAS.	236,00000	123,00000	48,00
320	C1	14-Jul-08	15-Jul-08	1	CAMBIO DE BOMBA	EQUIPO A		236,00000	123,00000	48,00

Figura 18. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (1año), se observo una frecuencia de falla de 6/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 2.7 %. En este periodo se presentaron 4 fallas en la bomba y 2 en la varilla.



Figura 19. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (2 años), se observo una frecuencia de falla de 3.5/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3.2 %. Durante el año 2006 se presento una falla debido a una varilla partida; En el 2007 se presentaron 6 fallas; 2 por varilla partida, 2 por tubería y dos por bomba.

Este pozo duró 9 años sin presentar problemas hasta que en el año 2006 se le rompió el casing y se le arenaron los empaques hasta que dejo de bombear debido a esto se le diagnostico pistón pegado por arenamiento y cuando el equipo Frank 2 trato de sacar la bomba rompió la tubería que estaba agarrada con arena, quedándose parte de la varilla y tubería en el pozo, esto sucedió ya que no se sabía que estaba el casing roto, entonces como este equipo no puede hacer cementación, entro el Pride 20 porque este a diferencia de Frank 2, si tiene mesa rotaria.

Como estos pozos son desviados para mantener la sarta tensionada se mete un empaque (AD1) que se pega al Casing.

### 7.1.3 Pozo C3

**Análisis del problema:** Este pozo esta ubicado en la estación ISLA VI, presenta un potencial Bruto de 112 BBLD, con un BSW de 5% y un potencial de Gas de 77.45 KSCFD.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	<b>SERVICIOS A POZOS</b>									
2	POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINA	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO W/C	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO BBLD	POT NETO BBLD	POT GAS
129	C3	25-Feb-05	26-Feb-05	1	OPTIMIZACION	F-4	REEMPLAZAR BOMBA DE 2" POR 2-1/2"	112,00000	106,00000	5,000
130	C3	13-Jun-05	13-Jun-05	1	VARILLO	F-200	POSIBLE VARILLA PARTIDA	112,00000	106,00000	5,000
131	C3	19-Ene-06	10-Feb-06	22	FRACTURAMIENTO	PRIDE-20	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO A LAS ARENAS CS.	112,00000	106,00000	5,000
132	C3	18-Feb-06	18-Feb-06	1	NO BOMBEA	PRIDE-20	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	112,00000	106,00000	5,000
133	C3	27-Oct-06	30-Oct-06	3	BOMBA PEGADA	F-2	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO	112,00000	106,00000	5,000
134	C3	31-Oct-06	02-Nov-06	2	BOMBA PEGADA	F-200	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO	112,00000	106,00000	5,000
135	C3	24-Mar-07	27-Mar-07	3	CAMBIO DE BOMBA	PRIDE-20	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO POR BAJA EFICIENCIA.	112,00000	106,00000	5,000
136	C3	15-May-07	19-May-07	4	CAMBIO DE BOMBA	F-2	MEDICION DE FONDO, CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	112,00000	106,00000	5,000
137	C3	25-May-07	26-May-07	1	REDISEÑO	F-2	PROFUNDIZACION BOMBA DE SUBSUELO	112,00000	106,00000	5,000
343										
344										
345										
346										
347										
348										
349										
350										
351										

Figura 20. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (3 años), se observo una frecuencia de falla de 2.3/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es

del 3.2 %. Durante el año 2005 se presentaron 2 fallas: una en la bomba y la otra en la varilla; en el 2006 se presentaron 3 fallas en la bomba; y en el 2007 se presentaron 2 fallas en la bomba; para un total de 7 fallas.

Estas fallas se presentaron debido a un fracturamiento realizado entre Enero y Febrero de 2006, después de esto el pozo presentó continuos problemas en la bomba.

#### **7.1.4 Pozo C4**

**Análisis del problema:** En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables. Este pozo ubicado en la estación ISLA VI, presenta un potencial Bruto de 540 BBLD, con un BSW de 46% y un potencial de Gas de 137.042 KSCFD.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINA	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WC	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO B	POT NETO B	POT E
182	C4	11-Ago-03	14-Ago-03	3	SERVICIO BES	F-4120	INSTALAR SISTEMA BES	540,00000	292,00000	46,00
218	C4	16-Ene-05	20-Ene-05	4	OPTIMIZACION	F-4	REEMPLAZAR BOMBA DE VARILLA POR TUBERIA.	540,00000	292,00000	46,00
219	C4	16-Feb-06	16-Feb-06	1	BE	PRIDE-20	CIRCULAR EL POZO EN REVERSA. SACAR BES, MEDIR FONDO ,	540,00000	292,00000	46,00
220	C4	20-Feb-06	25-Feb-06	5	NO BOMBEEA	PRIDE-20	BAJAR BM.	540,00000	292,00000	46,00
221	C4	22-Jun-06	27-Jun-06	5	FRACTURAMIENTO	F-4120	FRACTURAR ARENAS C4 Y C5	540,00000	292,00000	46,00
222	C4	11-Jul-06	16-Jul-06	5	CAMBIO DE BOMBA	F-4120	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO	540,00000	292,00000	46,00
223	C4	17-Jul-06	19-Jul-06	2	CAMBIO DE BOMBA	F-4120	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO	540,00000	292,00000	46,00
224	C4	24-Jul-06	25-Jul-06	1	NO BOMBEEA	F-4120	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO	540,00000	292,00000	46,00
225	C4	13-Ago-06	24-Ago-06	11	CAMBIO DE BOMBA	F-4120	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO POR BAJA EFICIENCIA.	540,00000	292,00000	46,00
226	C4	17-Sep-06	02-Oct-06	15	BOMBA PEGADA	F-2	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO	540,00000	292,00000	46,00
227	C4	23-Nov-06	25-Nov-06	2	CAMBIO DE BOMBA	F-2	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO	540,00000	292,00000	46,00
228	C4	11-Mar-07	16-Mar-07	5	CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	PRIDE-20	CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BM A BES	540,00000	292,00000	46,00
229	C4	16-Abr-07	23-Abr-07	7	REVISION CONJUNTO DE SUBSUELO	F-2	VERIFICACION DE FONDO. SERVICIO A BES.	540,00000	292,00000	46,00
230	C4	18-Ene-08	01-Feb-08	14	ESTIMULACION ORGANICA	PETROLAND-1	TRATAMIENTO ARENAS C4 EN LOS INTERVALOS 7688-7669. LIMPIEZA DE ARENA.	540,00000	292,00000	46,00

Figura 21. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Este pozo ha cambiado su sistema de levantamiento en distintas ocasiones, se fracturo a mediados del 2006 presentando desde aquí muchos problemas en la bomba cambiándose esta en 6 ocasiones hasta que en marzo de 2007 se cambio a bombeo electrosumergible.

Durante el periodo de estudio de este pozo (2 años), se observo una frecuencia de falla de 3.5/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3.2 %. Durante el año 2006 se presentaron 6 fallas en la bomba; En el 2008 fallo una vez la bomba; Para un total de 7 fallas.

## 7.1.5 Pozo C5

**Análisis del problema:** Este pozo ubicado en la estación ISLA I, presenta un potencial Bruto de 499 BBLD, con un BSW de 60% y un potencial de Gas de 58.882 KSCFD.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	<b>SERVICIOS A POZOS</b>									
2	POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINA	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WC	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO BBLD	POT NETO BBLD	POT E
116	C5	05-May-03	29-May-03	24	AISLAMIENTO	PRIDE-20	AISLAR ZONAS DE AGUA.	499,00000	200,00000	60
235	C5	20-Ene-05	23-Ene-05	3	INSTALACION SISTEMA BES	F-4074	INSTALAR SISTEMA BES	499,00000	200,00000	60
236	C5	24-Jul-05	29-Jul-05	5	REVISION CONJUNTO DE	F-3	SACAR TODO MEDIR FONDO Y REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	499,00000	200,00000	60
237	C5	05-Abr-06	08-Abr-06	3	CAMBIO DE BOMBA cambio sistema levantamineto	F-4120	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUEL BES.	499,00000	200,00000	60
238	C5	17-Jun-06	17-Jun-06	1	EXPANDIBLE-SERVICIO BES	PRIDE-20	CASING PATCH Y REEMPLAZAR BES.	499,00000	200,00000	60
239	C5	06-Sep-06	14-Sep-06	8	CAMBIO DE BOMBA	PRIDE-20	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO	499,00000	200,00000	60
240	C5	29-Sep-06	04-Oct-06	5	CAMBIO DE BOMBA	PRIDE-20	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO	499,00000	200,00000	60
241	C5	30-Oct-06	07-Nov-06	8	AISLAMIENTO	F-2	AISLAMIENTO DE ACUIFERO	499,00000	200,00000	60
242	C5	12-Dic-06	21-Dic-06	9	SERVICIO BES CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	F-2	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BES A BM	499,00000	200,00000	60
243	C5	09-Ene-07	16-Ene-07	7	CAMBIO DE BOMBA	F-2		499,00000	200,00000	60
244	C5	15-Feb-07	18-Feb-07	3	PISTON PEGADO	F-2		499,00000	200,00000	60
245	C5	25-Feb-07	02-Mar-07	5	PISTON PEGADO	F-2	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	499,00000	200,00000	60
246	C5	14-May-07	21-May-07	7	PISTON PEGADO	PRIDE-20	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	499,00000	200,00000	60
247	C5	12-Dic-07	14-Dic-07	2	FRACTURAMIENTO	PRIDE-20	SAND WASH CANONEO Y FRACTURAMIENTO HIDRAULICO A	499,00000	200,00000	60

Figura 22. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Este pozo empezó con problemas, ya que en el cañoneo inicial hubo un error, cuando iban bajando para cañonear se dispararon los cañones antes de llegar a la

profundidad esperada, entonces se abrió una zona de agua, se intento realizar cementaciones remediales que no tuvieron éxito; entonces lo que se hizo fue aislar toda una zona inferior y solo se está produciendo desde una determinada profundidad hacia arriba. Para la zona aislada se perforo un pozo auxiliar que representa una producción considerable.

A este pozo se le ha cambiado varias veces el sistema de levantamiento con el fin de aumentar el potencial de producción.

Durante el periodo de estudio de este pozo (2 años), se observo una frecuencia de falla de 3.5/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3.2 %. Durante el año 2006 se presentaron 2 fallas en la bomba; En el 2007 fallo una vez la varilla y 4 veces la bomba; Para un total de 7 fallas.

#### **7.1.6 Pozo C6**

**Análisis del problema:** En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables. Este pozo ubicado en la estación ISLA VI, presenta un potencial Bruto de 100 BBLD, con un BSW de 13% y un potencial de Gas de 39.15 KSCFD.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINO	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO W/C	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO B	POT NETO B	POT E
24	C6	23-Abr-03	23-Abr-03	1	NO BOMBEA	F-200	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	100,00000	87,00000	13,00
150	C6	25-Feb-05	27-Feb-05	2	OPTIMIZACION	F-4	PROFUNDIZAR BOMBA REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	100,00000	87,00000	13,00
151	C6	21-Jun-05	21-Jun-05	1	NO BOMBEA	H-25	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	100,00000	87,00000	13,00
152	C6	31-Jul-06	01-Ago-06	1	NO BOMBEA	F-2	REEMPLAZO POSIBLE VARILLA PARTIDA.	100,00000	87,00000	13,00
153	C6	08-Ago-06	13-Ago-06	5	NO BOMBEA	F-4120	REEMPLAZO POSIBLE VARILLA PARTIDA. REVISION SARTA DE PRODUCCION	100,00000	87,00000	13,00
154	C6	06-Sep-06	18-Sep-06	12	NO BOMBEA	F-4120	REEMPLAZO BOMBA DE SUBSUELO	100,00000	87,00000	13,00
155	C6	24-Dic-06	26-Dic-06	2	VARILLEO	PRIDE-20	REEMPLAZO POSIBLE VARILLA PARTIDA.	100,00000	87,00000	13,00
156	C6	22-Sep-07	22-Sep-07	1	CAMBIO BARRA LISA	F-4	CAMBIO BARRALISA, DESANCLIO BOMBA, LAVADO DE VALVULAS.	100,00000	87,00000	13,00
343										
344										
345										
346										
347										
348										
349										
350										
351										

Figura 23. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

El problema fundamental para este pozo es la presencia de arena, es por esto que presenta la mayoría de sus fallas en la bomba.

Durante el periodo de estudio de este pozo (5 años), se observo una frecuencia de falla de 1.6/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3.6 %. Durante el año 2003 se presentó una falla en la bomba; en el 2004 no se presentaron fallas; en el 2005 se presentó una falla en la bomba; en el 2006 se presentaron 4 fallas: 3 en varilla y una en la bomba y en el 2007 se presentaron 2 fallas una en la bomba y una en la varilla; para un total de 8 fallas.

### 7.1.7 Pozo C7

**Análisis del problema:** Este pozo esta ubicado en la estación ISLA IV, presenta un potencial Bruto de 170 BBLD, con un BSW de 10% y un potencial de Gas de 31.4 KSCFD.

Este pozo se encontraba trabajando con flujo natural y en el 2005 se le instalo unidad de bombeo para aumentar la extracción. El problema principal de este pozo es el arenamiento de la bomba; como se ve en la hoja de cálculo de los servicios a pozos lo que generalmente se encuentra es el pistón pegado por la arena.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	SERVICIOS A POZOS									
2	POZO	FECHA INI	FECHA TE	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WC	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO B	POT NETO B	POT E
95	C7	16-Jun-05	21-Jun-05	5	REVISION CONJUNTO DE SUBSUELO	H-25	BOMBEO MECANICO	170,00000	153,00000	10,00
96	C7	26-Dic-05	26-Dic-05	1	NO BOMBEEA	F-4	REEMPLAZAR PISTON DE 2-1/4" VARILLA PARTIDA. INCREMENTAR EXTRACCION.	170,00000	153,00000	10,00
97	C7	17-Feb-06	17-Feb-06	1	VARILLO	PRIDE-20	PRESENTA PISTON PEGADO. SACAR TODO CON PISTON PEGADO.	170,00000	153,00000	10,00
98	C7	14-Mar-06	15-Mar-06	1	PISTON PEGADO	PRIDE-20	PRESENTA COMPORTAMIENTO DE PISTON PEGADO SE REQUIETRE LAVAR LAS VALVUALS	170,00000	153,00000	10,00
99	C7	08-Abr-06	12-Abr-06	4	PISTON PEGADO	PRIDE-20	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	170,00000	153,00000	10,00
100	C7	25-Abr-06	25-Abr-06	1	LAVADO DE VALVULAS	F-4120	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	170,00000	153,00000	10,00
101	C7	13-Ago-07	17-Ago-07	4	PISTON PEGADO	H-25	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	170,00000	153,00000	10,00
102	C7	20-Ago-07	23-Ago-07	3	CAMBIO DE BOMBA	H-25	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	170,00000	153,00000	10,00

Figura 24. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (3 años), se observo una frecuencia de falla de 2.7/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 3.6 %. Durante el año 2005 se presentaron 2 fallas en la bomba; en el 2006 se presentaron 4 fallas: 1 por varilla y 3por bomba; y en el 2007 se presentaron 2 fallas en la bomba; para un total de 8 fallas.

## 7.1.8 Pozo C8

**Análisis del problema:** En el periodo de 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el Campo Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33, 40 y los pozos YR-7, 8, 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. Este pozo ubicado en la estación ISLA IV, presenta un potencial Bruto de 293 BBLD, con un BSW de 41% y un potencial de Gas de 65 KSCFD.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINA	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO W/C	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO BBLD	POT NETO BBLD	POT EFECTIVO
65	C8	21-Ene-05	24-Ene-05	3	OPTIMIZACION	PRIDE-20	CAMBIAR BOMBA THC, REEMPLAZAR VARILLA	293,00000	173,00000	41
66	C8	16-May-06	17-May-06	1	VARILLO	F-200	REEMPLAZAR VARILLA PARTIDA	293,00000	173,00000	41
67	C8	05-Jun-06	05-Jun-06	1	VARILLO	F-200	REEMPLAZAR VARILLA PARTIDA	293,00000	173,00000	41
68	C8	10-Ago-06	11-Ago-06	1	VARILLO	F-2	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO	293,00000	173,00000	41
69	C8	10-Feb-07	11-Feb-07	1	CAMBIO DE BOMBA	PRIDE-20	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	293,00000	173,00000	41
70	C8	12-Feb-07	14-Feb-07	2	PISTON PEGADO	F-200	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	293,00000	173,00000	41
71	C8	03-Ago-07	05-Ago-07	2	VARILLO	F-2	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	293,00000	173,00000	41
72	C8	06-Ago-07	07-Ago-07	1	PISTON PEGADO	F-2	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	293,00000	173,00000	41

Figura 25. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (3 años), se observo una frecuencia de falla de 3/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4.1 %. Durante el año 2005 se presentaron 2 fallas: una en la bomba y la otra en la varilla; en el 2006 se presentaron 3 fallas: 2 por varilla partida y una por bomba; y en el 2007 se presentaron 4 fallas todas en la bomba; para un total de 9 fallas.

### 7.1.9 Pozo C9

**Análisis del problema:** Este pozo ubicado en la estación ISLA IV, presenta un potencial Bruto de 285 BBLD, con un BSW de 2% y un potencial de Gas de 84.34 KSCFD.

Este pozo producía en una zona de agua y mucha arena; se encuentra trabajando con sistema de bombeo mecánico desde Marzo de 2006. A este pozo se le realizó una cementación correctiva entre Febrero y Marzo del 2008 para minimizar el arenamiento y así disminuir los problemas en la bomba. Como se observa en la figura siguiente, luego de la cementación los problemas se empezaron a presentar en la varilla casi siempre entre las No 37 y la No 41 porque había problemas en el diseño de la unidad de bombeo. Para este tipo de problemas se recomienda mejorar el diseño del equipo incluyendo la metalurgia de las varillas utilizadas.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	<b>SERVICIOS A POZOS</b>								
2	POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO W.C.	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO B	POT NETO B
200	C9	11-Ago-03	14-Ago-03	3	SERVICIO BES	F-4120	INSTALAR SISTEMA BES	285,00000	279,00000
254	C9	02-Mar-06	05-Mar-06	3	CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	PRIDE-20	SACAR BES, MEDIR FONDO, BAJAR BM.	285,00000	279,00000
255	C9	20-Jul-06	08-Ago-06	19	LAVADO DE ARENA	F-4120	CAMBIAR BOMBA DE SUBSUELO. EVALUACION DE ZONAS PARA AISLAMIENTO.	285,00000	279,00000
256	C9	24-Jun-07	26-Jun-07	2	CAMBIO DE BOMBA	F-2	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO CEMENTACION CORRECTIVA INTERVALO 7101-7139.	285,00000	279,00000
257	C9	02-Nov-07	07-Dic-07	35	FRACTURAMIENTO	PRIDE-20	CAÑONWEO Y FRACTURAMIENTO DE LAS ARENAS B3 (6388-6400).	285,00000	279,00000
258	C9	11-Dic-07	17-Dic-07	6	LAVADO DE ARENA	PRIDE-20	SAND WASH.	285,00000	279,00000
259	C9	27-Feb-08	04-Mar-08	6	CAMBIO DE BOMBA- CEMENTACION CORRECTIVA	F-2	LAVADO CON WASH PIPE HASTA 7110' DONDE PERDIO CIRCULACION, SIGUIO LIMPIANDO CON ALDANA.	285,00000	279,00000
260	C9	05-Mar-08	19-Mar-08		AISLAMIENTO	PRIDE-20	ISLAMIENTO POR MEDIO DE CEMENTACION FORZADA AL INTERVALO 7109'-7139'	285,00000	279,00000
261	C9	19-Abr-08	20-Abr-08	1	VARILLEO	EQUIPO A	VARILLA No. 39 DE 3/4" PARTIDA POR CUERPO. PESCO, SACO PISTON, REEMPLAZO VARILLA PARTIDA Y BAJO PISTON POR NUEVO.	285,00000	279,00000
262	C9	07-May-08	08-May-08	1	VARILLEO	EQUIPO A	ENCUENTRO VARILLA No. 22 DE 3/4" PARTIDA POR CUERPO. PESCO Y BAJO NUEVO PISTÓN.	285,00000	279,00000

Figura 26. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (3 años), se observo una frecuencia de falla de 3.33/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4.5 %. Durante el año 2006 se presentaron 2 fallas en la bomba; En el 2007 fallo una vez la bomba; en el año 2008 falló 2 veces la bomba y 5 veces la varilla para un total de 10 fallas.

### 7.1.10 Pozo C10

**Análisis del problema:** Este pozo presenta un potencial Bruto de 105 BBLD, con un BSW de 7% y un potencial de Gas de 22.94 KSCFD.

Para este pozo no tuvimos en cuenta las fallas anteriores al año 2008 ya que este hasta diciembre del 2007 se encontraba trabajando con sistema de bombeo electrosumergible el cual le fue reemplazado para optimizar la producción pasando de 50 BBLD con bombeo electrosumergible a 98 BBLD con bombeo mecánico. El cambio de sistema se debió a problemas por gas.

Para nuestro periodo de estudio de este pozo (2008) en el que se trabaja con sistema BM, el problema se debió al arenamiento en la bomba, el cual se producía cuando había un déficit de energía eléctrica entonces se asentaba la arena en la bomba y esta se pegaba.

Para evitar este tipo de problemas es necesario evitar al máximo que se detenga el suministro de energía, es decir, confiabilidad en el sistema eléctrico para impedir que el pozo suspenda su normal funcionamiento ya que este al arrancar de nuevo se encontraba que ya estaba pegada la bomba por la arena.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINACION	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WC	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO B	POT NETO B	POT E
326	C10	19-Ene-07	24-Ene-07	5	COMPLETAMIENTO ORIGINAL	PRIDE-20	CAÑONEO	105,00000	98,00000	
327	C10	29-Ene-07	01-Feb-07	3	SERVICIO BES	PRIDE-20	SERVICIO BES. CAMBIO DEL MLE. SE CAÑONEO DESDE 7537" HASTA 8886". PROFUNDIZACION DEL INTAKE 6303", SE BAJÓ BES Y DEJÓ EN PRODUCCIÓN	105,00000	98,00000	
328	C10	06-Mar-07	13-Mar-07	7	CAÑONEO	F-2	PROFUNDIZACION DE LA BOMBA DE SUBSUELO BES. LUEGO DE PRESENTAR PROBLEMAS EN EL CABLE SE CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BES A BM.	105,00000	98,00000	
329	C10	05-Jun-07	10-Jun-07	5	REDISEÑO	PRIDE-20	REALIZO SRT A LOS INTERVALOS 6886-6908 FT. SE CANCELO FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	105,00000	98,00000	
330	C10	26-Nov-07	20-Dic-07	24	FRACTURAMIENTO	PETROLAND-1		105,00000	98,00000	
331	C10	11-Ene-08	13-Ene-08	2	CAMBIO DE BOMBA	EQUIPO A	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO RETRO UN NIPLE DE 2 FT, REESPACIO BOMBA Y ENGANCHO UB. DEJO POZO EN FUNCIONAMIENTO	105,00000	98,00000	
332	C10	17-Ene-08	17-Ene-08		REDISEÑO	EQUIPO A		105,00000	98,00000	
333	C10	26-Ene-08	27-Ene-08	1	CAMBIO DE BOMBA	PRIDE-20	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	105,00000	98,00000	
334	C10	05-Feb-08	13-Feb-08	8	CAMBIO DE BOMBA	F-2	CAMBIO BHA DE PRODUCCION. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO. SE DEJA PESCADO CON TOPE A 7880 FT. CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO.	105,00000	98,00000	
335	C10	04-Mar-08	07-Mar-08	3	PISTON PEGADO	F-2	PRUEBA DE TUBERIA CON 700 PSI POR 10 MIN. OK. CAMBIO DE	105,00000	98,00000	

Figura 27. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (2 años), se observo una frecuencia de falla de 5/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 4.5%. En el año 2007 no se presento falla, pero en le 2008 se presentaron 9 en la bomba y 1 en la varilla.

### 7.1.11 Pozo C11

**Análisis del problema:** Este pozo ubicado en la estación ISLA VI, presenta un potencial Bruto de 446 BBLD, con un BSW de 32% y un potencial de Gas de 74.30 KSCFD.

A este pozo se le cayó la unidad de bombeo y esta caída generó un problema en el árbol el cual quedó torcido y de ahí en adelante el pozo empezó a fallar principalmente por varilla partida para los años 2006 y 2007, luego desde febrero del 2008 empezó a presentar problemas en la barra lisa la cual se rompió en dos oportunidades. Para arreglar este problema es necesario nivelar el árbol a la posición óptima de trabajo para aprovechar al máximo el potencial de este pozo que está cercano a los 300 barriles por día. Además en una oportunidad presento un problema de corrosión debido que al esfuerzo de la varilla se generó una grieta y por ahí se dio la corrosión.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
1	<b>SERVICIOS A POZOS</b>									
2	POZO	FECHA INICIO	FECHA TERMINA	DURACION	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO W/C	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO B	POT NETO B	POT E
270	C11	10-Mar-06	11-Mar-06	1	VARILLO	F-4120	REEMPLAZAR POSIBLE VARILLA PARTIDA.	446,00000	303,00000	32,00
271	C11	18-Jul-06	20-Jul-06	2	VARILLO	F-4120	REEMPLAZAR POSIBLE VARILLA PARTIDA.	446,00000	303,00000	32,00
272	C11	14-Abr-07	19-Abr-07	5	PISTON PEGADO	F-200	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	446,00000	303,00000	32,00
273	C11	12-Ago-07	13-Ago-07	1	VARILLO	H-25	REEMPLAZO VARILLA PARTIDA CAMBIO VARILLA DE 1" POR NUEVA.	446,00000	303,00000	32,00
274	C11	03-Sep-07	04-Sep-07	1	VARILLO	F-2	CAMBIO PISTON DE LA BOMBA Y VARILLA PARTIDA DE 7/8"	446,00000	303,00000	32,00
275	C11	21-Nov-07	22-Nov-07	1	VARILLO	F-4	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO PESCO BARRA LISA DE 1 1/2" PARTIDA POR EL CUERPO.	446,00000	303,00000	32,00
276	C11	30-Nov-07	05-Dic-07	5	CAMBIO DE BOMBA	F-4	VARILLA No. 17 DE 3/4" PARTIDA POR CUERPO. PESCO. CAMBIO PISTON DE THC.	446,00000	303,00000	32,00
277	C11	21-Feb-08	21-Feb-08	1	CAMBIO BARRA LISA	EQUIPO A	ENCONTRO VARILLA No. 20 DE 3/4" PARTIDA POR EL COPLER. REEMPLAZO COPLER Y BAJO PISTON NUEVO.	446,00000	303,00000	32,00
278	C11	17-Abr-08	19-Abr-08	2	VARILLO	EQUIPO A	PESCO Y CAMBIO BARRA LISA. DEJO POZO EN PRODUCCION. ENCONTRO PARTIDA LA VARILLA No. 13 DE 7/8". PESCO Y REEMPLAZO VARILLA	446,00000	303,00000	32,00
279	C11	27-May-08	30-May-08	3	VARILLO	PETROLAND-1				
280	C11	08-Jun-08	08-Jun-08	1	CAMBIO BARRA LISA	F-4				
281	C11	16-Jul-08	16-Jul-08	1	VARILLO	EQUIPO A				
343	C11									
344	C11									

Figura 28. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (3 años), se observó una frecuencia de falla de 5/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 6.82 %. Durante el año 2006 falló 2 veces la varilla; En el 2007 falló 3 veces la bomba y 3 veces la varilla; y en el 2008 presento 5 fallas en la varilla y 2 fallas en la bomba para un total de 15 fallas.

### 7.1.12 Pozo C12

**Análisis del problema** La compañía Shell Cóndor en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos (Cg 12 - Cg 18 ), de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo. Este pozo ubicado en la estación auxiliar, presenta un potencial Bruto de 85 BBLD, con un BSW de 15% y un potencial de Gas de 32.87 KSCFD.

Después de realizada una prueba de Ecomiter al pozo, se determinó que tenía problema de las válvulas, ya que cuando el pozo estaba trabajando se depositaron algunos sólidos o mugre presentes entre la camisa y el pistón. Esto se ve reflejado en superficie cuando la barra lisa se despega del euter por su mismo peso quedando suspendida, cuando sucede esto se dice que el pozo a pegado bomba.

El historial de servicios a pozo para nuestro periodo de estudio se muestra en la siguiente figura:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
	POZO	FECHA INI	FECHA TE	DURACIO	MOTIVO DEL SERVICIO	EQUIPO WC	SERVICIO REALIZADO	POT BRUTO B	POT NETO BB	POT E
1	<b>SERVICIOS A POZOS</b>									
7	C12	03-Feb-05	04-Feb-05	1	OPTIMIZACION	F-200	REEMPLAZAR BOMBA Y SARTA DE VARILLAS GRADO K POR GRADO D.	85,00000	72,00000	15
8	C12	05-Mar-05	13-Mar-05	8		F-4120	CAÑONEO ARENAS B	85,00000	72,00000	15
9	C12	26-Dic-05	04-Ene-06	9	CAÑONEO	F-3	RACTURAMIENTO ARENAS C3.	85,00000	72,00000	15
10	C12	27-Ene-06	31-Ene-06	4	FRACTURAMIENTO	F-4	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	85,00000	72,00000	15
11	C12	16-Feb-06	17-Feb-06	1	NO BOMBEA	F-4	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	85,00000	72,00000	15
12	C12	19-Feb-06	20-Feb-06	1	NO BOMBEA	F-4	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	85,00000	72,00000	15
13	C12	03-Mar-06	06-Mar-06	3	NO BOMBEA	PRIDE-20	REVISAR CONJUNTO DE SUBSUELO.	85,00000	72,00000	15
14	C12	19-Mar-06	23-Mar-06	4	NO BOMBEA	PRIDE-20	CAMBIAR BOMBA DE 2-1/2 POR 2.	85,00000	72,00000	15
15	C12	21-May-06	23-May-06	2	NO BOMBEA	F-200	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.	85,00000	72,00000	15
16	C12	16-Ago-06	20-Ago-06	4	NO BOMBEA	F-2	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO POR BAJA EFICIENCIA. (TRABAJO TERMINADO POR F-	85,00000	72,00000	15
17	C12	21-Ago-06	27-Ago-06	6	CAMBIO DE BOMBA	F-4120	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO POR BAJA EFICIENCIA.	85,00000	72,00000	15
18	C12	19-Oct-06	27-Oct-06	8	CAMBIO DE BOMBA	PRIDE-20	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO. INTENTO CONECTAR SARTA SIN ÉXITO, SACO ENCONTRANDO VARILLA No. 10 DE 3/4"	85,00000	72,00000	15

Figura 29. Hoja de calculo de lo servicios a pozo.

Durante el periodo de estudio de este pozo (4 años), se observo una frecuencia de falla de 3.75/ año y el porcentaje con respecto a las fallas totales del campo es del 6.82 %.

## 7.2 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:

### 7.2.1 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:

**C1** Presenta problemas de arena que están afectando las válvulas de la bomba generando bloqueo de estas.

**C2** Problemas de arenamiento severos en el pozo que ocasionan bolsillo en fondo, generando bloqueo en bomba

**C4** presencia de arena, generando desgaste en pistón y barril.

**C6** La presencia de arena en el pozo ocasiona pega en la bomba.

**C7** La presencia de arena en el pozo ocasiona pega en la bomba.

**C8** Presencia de arena leve en el pozo, no afecta de gran forma el funcionamiento de la bomba

**C9** Maneja altos volúmenes de agua acompañado de producción de arena

**C10** Presenta problemas de arena que están afectando las válvulas de la bomba generando bloqueo de estas.

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).

#### 7.2.2 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:

**C11.**

### 7.2.3 POZOS CON PROBLEMAS DE GAS.

A esta categoría pertenecen:

**C3** GOR = 730 scf/stb

**C12** GOR = 456, 52 scf/stb

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).

### **7.3 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN:**

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 estos pozos 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.

Se deben realizar trabajos periódicos 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).

Estudiar la posibilidad de incluir en el pozo en un plan de optimización.

## 8. ANÁLISIS ECONÓMICO.

En este capítulo se realizará un breve estudio de las pérdidas generadas por el paro en la producción de los 12 pozos problema después de sufrir una falla; para esto se tendrá en cuenta el tiempo que dura el pozo parado, su potencial neto y el precio del barril dependiendo del periodo de estudio; también se analizará el costo de reemplazar el elemento del sistema de levantamiento que presenta el problema y el costo de los equipos de workover o varilleo que realizan esta labor.

La mayoría de las fallas asociadas a los sistemas de bombeo mecánico pueden ser atribuidas a uno de tres componentes pozo abajo: bomba, varilla de bombeo o tubería de producción. Una falla de bomba, varilla de bombeo o tubería de producción se define como un evento catastrófico que requiere que el personal de servicio saque o cambie uno o más de estos componentes. Por esta definición, la tasa de frecuencia de fallas es la cantidad total de fallas de componentes que ocurren por pozo, por año. Marginalmente, los pozos productores con altas tasas de frecuencia de fallas a menudo se clasifican como pozos “problemáticos” y las prácticas eficaces de gerencia de fallas pueden significar la diferencia entre operar y taponar estos pozos.

Un factor muy importante a la hora de analizar económicamente la producción de un campo, es el número de días que los pozos problemas se encontraban en paro debido a las fallas que estos presentaron; esto sumado al potencial neto de cada pozo puede darnos un estimativo de lo que son las pérdidas económicas generadas durante un determinado periodo de tiempo.

Pozo	2005	2006	2007	2008	Total Días
C1	-	-	-	16	16
C2	-	3	47	-	50
C3	1	6	7	-	14
C4	-	36	-	1	37
C5	-	13	15	48	76
C6	1	20	1	-	22
C7	6	7	7	-	20
C8	-	3	6	-	9
C9	-	19	2	12	33
C10	-	-	-	19	19
C11	-	3	13	8	24
C12	-	29	-	4	33

Tabla. 13 Días totales de no producción anual en pozos con sistema de bombeo mecánico.

La tabla anterior muestra el número de días totales de paro por pozo y por año y con ella se pueden distinguir aquellos pozos que presentar mayor dificultad a la hora de realizarle un trabajo de varilleo o workover debido a la magnitud de la falla.



Figura 30 .Días perdidos debido a fallas en el sistema de bombeo mecánico.

La anterior figura muestra el total de días perdidos por pozo debido a fallas presentadas en el sistema de bombeo mecánico.

Para realizar un análisis económico de las pérdidas generadas por un pozo, debemos tener en cuenta el precio del barril de petróleo en cada año del estudio realizado y el potencial neto de cada pozo, además es necesario el precio de reemplazar las partes del sistema de bombeo mecánico que ha fallado teniendo en cuenta que se necesita un equipo de varilleo o workover para realizar esta labor.

Precio promedio por año de un barril de petróleo.	
Año	US \$
2005	46.15
2006	56.35
2007	69.08
2008	109.54

Tabla 14. Precio promedio de un barril de petróleo por año.

Teniendo en cuenta la tabla anterior para el precio del dólar a continuación se muestra

Pozo	(2005) Días	(2006) Días	(2007) Días	(2008) Días	Potencial Neto [BBL /Día]
C1	-	-	-	16	123
C2	-	3	47	-	267
C3	1	6	7	-	106
C4	-	36	-	1	292
C5	-	13	15	48	200
C6	1	20	1	-	87
C7	6	7	7	-	153
C8	-	3	6	-	173
C9	-	19	2	12	279
C10	-	-	-	19	98
C11	-	3	13	8	303
C12	-	29	-	4	72

Año	2005	2006	2007	2008
<b>Total US\$</b>	<b>51 272.65</b>	<b>1' 475 073.95</b>	<b>1' 587 734.72</b>	<b>2' 166 920.28</b>

Tabla 15 pérdidas anuales en US \$.

En la tabla # se muestra cuanto perdió el campo Cantagallo en dólares durante los últimos 4 años debido a los días en los cuales se paro el pozo para realizarles servicios de workover o varilleo ocasionados por problemas en los sistemas de bombeo mecánico.

<b>Años</b>				
<b>Trabajos</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
<b>Workover</b>	9760 Us \$	10250 Us \$	10760 Us \$	11300 Us \$
<b>Varilleo</b>	5010 Us \$	5260 Us \$	5520 Us \$	5800 Us \$
<b>Traslado</b>	15550 Us \$	16326 Us \$	17142 Us \$	18000 Us \$
<b>Bomba</b>	10366 Us \$	10884 Us \$	11428 Us \$	12000 Us \$

Tabla 16 .Costos de los servicios a pozo.

La tabla # muestra los costos de los equipos de workover o varilleo por día, el costo del traslado de un equipo y los costos de una bomba en los últimos 4 años

## 8.1 FLUJO DE CAJA

Para determinar cuál es la utilidad de cada uno de nuestros pozos problema debemos realizar un análisis económico en el que se tengan en cuenta la ganancia generada por los barriles de crudo producido, los días de pozo parado.

Flujo de caja = Ganancia – pérdidas - trabajos realizados

### **Pozo C4**

Utilidades año 2006

Flujo de caja [US\$] =  $6005783,0 - 592351,2 - (6 \cdot 16326 + 36 \cdot 10250 + 6 \cdot 10884) = 4881171,8 \text{US\$}$

Este pozo presentó en este año 6 cambios de bomba, las primeras 4 las reemplazo el equipo F-4120 y las 2 últimas el equipo F-2, ambos equipos de workover.

Utilidades año 2008

Flujo de Caja [US\$] =  $11674773,2 - 31985,68 - (18000 + 5 \cdot 11300 + 12000) = 11556287,52 \text{US\$}$

Este pozo presentó un cambio de bomba y este trabajo lo realizó el equipo de workover Petroland-1.

## **Pozo C9**

Utilidades año 2006

Flujo de caja [US\$] =  $5738402,3 - 298711,35 - (2 \cdot 16326 + 2 \cdot 10250 + 2 \cdot 10884) = 5364770,95$ .

Para este periodo C5 presento 2 cambios de bomba los cuales fueron realizados por el equipo de workover F4120.

Utilidades 2007

Flujo de caja [US\$] =  $7034761,8 - 38546,64 - (17142 + 2 \cdot 10760 + 11428) = 6946125,16$

Este pozo presentó un cambio de bomba y lo realizó el equipo de workover F-2.

Utilidades 2008.

Flujo de caja [US\$] =  $11155005,9 - 366739,92 - (8 \cdot 18000 + 6 \cdot 11300 + 2 \cdot 12000 + 6 \cdot 5800) = 10517665,98$ . US\$

Este año el pozo presentó 2 fallas en la bomba las cuales fueron reemplazadas por el equipo de workover F-2 y 5 en la varilla , las cuales fueron reemplazadas por el equipo de varilleo llamado Equipo A.

## **Pozo C5**

Utilidades Año 2006

Flujo de caja [US\$]:  $4\,113\,550,0 - 146\,510 - (2 * 10884 + 13 * 10250 + 2 * 16326) = 3\,779\,370$ . US\$

En el año 2006 este pozo presento 2 fallas en la bomba las cuales se reemplazaron con equipo de workover F2.

Utilidades Año 2007

Flujo de caja [US\$]:  $5042840,0 - 207240 - (3 * 11428 + 15 * 10760 + 3 * 17142) = 4\,588\,490$  US\$.

En el año 2007 este pozo presento 3 cambios de bomba, usando equipos de workover (F2 y PRIDE-20) por 15 días.

Utilidades Año 2008

Flujo de caja [US\$]:  $7996420,0 - 1051584 - (1 * 12000 + 48 * 11300 + 18000) = 6\,372\,436$  US\$.

En este año el pozo C5 presentó un cambio de bomba, la cual estaba pegada por arena; al lavar el pozo se presentaron muchos problemas y esto ocasionó que el equipo de workover petroland-1 se quedara por 48 días.

## Pozo C11

Utilidades Año 2006

Flujo de caja [US\$]:  $6232028,3 - 62793,72 - (3 * 10250 + 2 * 16326) =$   
6 105 832,58 US\$

En el año 2006 este pozo presento 2 servicios a pozo realizados por el equipo de workover F-4120 para reemplazar posible varilla rota.

Utilidades Año 2007

Flujo de caja [US\$]:  $7639902,6 - 272106,12 - (8 * 10760 + 4 * 17142 + 11428) =$   
7 201 720, 48 US\$

En el año 2007 este pozo presento 3 cambios de varilla y un cambio de bomba, usando equipos de workover (F2 y F-4) por 8 días.

Utilidades Año 2008

Flujo de caja [US\$]:  $12114576,3 - 265524,96 - (8 * 5800 + 5 * 18000) =$   
11 712 651,34 US\$

En este año el pozo C11 presentó 5 cambios por varilla, utilizando equipo de varilleo (equipo A ).

## CONCLUSIONES

De 60 pozos que trabajan con sistema de bombeo mecánico en el campo Cantagallo el pozo con mayor frecuencia de fallas en el sistema BM es el pozo C12.

De los 12 pozos críticos que se encuentran en el campo cantagallo hay 4 pozos que son los más representativos en cuanto a pérdidas económicas en los periodos de estudio analizados: C4, C5, C9 Y C11.

En el análisis realizado de cada pozo se determinó que el potencial neto de cada uno de estos, juega un papel importante a la hora de escoger los pozos mas críticos puesto que entre mayor potencial tenga un pozo, será mayor su influencia en las pérdidas económicas del campo cuando este falle.

El pozo más crítico teniendo en cuenta su frecuencia de falla y su aporte significativo en las perdidas económicas del campo es el pozo C11.

El componente que mas falla en los sistemas de bombeo mecánico en el campo cantagallo es la bomba.

En el campo Cantagallo se observa un muy bajo porcentaje de fallas en la tubería de producción, lo cual demuestra el buen manejo de la tubería desviada.

La causa principal de falla en la bomba de los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo es el arenamiento.

## BIBLIOGRAFIA

- 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.
- ECOPETROL S.A. Manual de operaciones y mantenimiento de la Superintendencia de Mares. El Centro, Santander, 1993.
- 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.
- ORTEGA, Clímaco. Bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS
- PAEZ, Ruth. Curso de bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS
- 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.

- API specification of sucker rods. API Std 11 B, 5 de marzo 1963, New York
- Manual de Bombas de Subsuelo. Trico. 1999.
- API 11 AR. Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps. 4th ed., 2000.
- WEATHERFORD ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS. Recomendaciones sobre diseño, selección y manejo de varillas de bombeo. Bogotá D.C: 2000. 20 p.
- HERNANDEZ, Florencio. Levantamientos artificiales. Bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS.
- HARBISON FISCHER, Corporation. Manual de entrenamiento de las bombas de subsuelo.
- AXELSON , Pump and rod engineering manual. Longview, Texas.
- HENDRICKS, Clayton T. and STEVENS Russell D. "Análisis de Falla en Varillas de Producción por Bombeo Mecánico". NORRIS INC.