

**ESTUDIO DE OPTIMIZACION EN LAS ESTACIONES DE
PRODUCCION DEL DISTRITO DE PRODUCCION SUR A PARTIR
DE LAS CONDICIONES ACTUALES Y FUTURAS DE OPERACIÓN**

LUIS EDUARDO SARMIENTO PERDOMO

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2006**

**ESTUDIO DE OPTIMIZACION EN LAS ESTACIONES DE
PRODUCCION DEL DISTRITO DE PRODUCCION SUR A PARTIR
DE LAS CONDICIONES ACTUALES Y FUTURAS DE OPERACIÓN**

**PASANTIA SUPERVISADA
SERVICIOS ASOCIADOS LTDA**

**LUIS EDUARDO SARMIENTO PERDOMO
CODIGO: 2001101205**

**Informe final de Pasantía presentada como requisito para optar el Titulo de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR
FERNANDO HELMAN BONILLA PINEDA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2006**

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Jurado

Neiva, noviembre de 2006

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso por la maravillosa vida y las cosas que me ha dado.

A mis padres Ana Lucia y Paulo por su amor, confianza y apoyo.

A mi abuela Aurora y a mis hermanos por creer en mí.

A Maria Constanza por su amor y apoyo incondicional durante esta etapa.

A mis amigos, compañeros y a todas las personas que han creído en mí.

Gracias.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa los agradecimientos a:

Las empresas SERVICIOS ASOCIADOS LTDA y PETROBRAS UN-COL., por la oportunidad y colaboración para la realización de esta Pasantía.

Ing. FERNANDO HELMAN BONILLA P. Director de Pasantía por la empresa, por su gran apoyo, enseñanzas, ayuda y colaboración para la realización de la misma.

Ing. ERVIN ARANDA, Director de Pasantía por la Universidad, por su colaboración para la realización de la misma.

PERSONAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO de los campos Los Mangos y Río Ceibas, por su colaboración para la realización de esta Pasantía.

MsC. JORGE ARTURO CAMARGO, por su apoyo y confianza durante mis estudios y para la realización de esta Pasantía.

La UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA. Por brindar la oportunidad para alcanzar el título de Ingeniero de Petróleos.

CONTENIDO

RESUMEN	9
ABSTRACT	10
INTRODUCCION.....	15
OBJETIVOS GENERALES.....	16
OBJETIVOS ESPECIFICOS	16
ACTIVIDAD No. 1	17
GENERALIDADES DISTRITO DE PRODUCCION SUR (DPSU).....	18
1. ASOCIACION HOBO, Campo Los Mangos (Yaguará)	19
1.2 DESCRIPCION DEL PROBLEMA	21
1.3 TRATAMIENTO QUIMICO.....	22
1.4 CONDICIONES ACTUALES DE LA OPERACIÓN.....	22
1.4.1 <i>Calculo del tiempo de retención GUN BARREL</i>	23
1.4.2 <i>Calculo del tiempo de retención Separadores Generales</i>	24
1.5 PROPUESTA DE OPTIMIZACION DE LOS SEPARADORES DE PRODUCCION GENERAL, ADICIÓN DE UN FWKO Y TK DESNATADOR.....	25
1.5.1 <i>Crudo recuperado</i>	27
1.5.2 <i>Prueba de laboratorio</i>	27
1.5.3 <i>Características actuales de los separadores</i>	29
1.5.4 <i>Análisis numérico</i>	29
1.5.5 <i>Características de los separadores reacondicionados</i>	30
1.5.6 <i>Características de las etapas de separación</i>	31
COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA TEMPERATURA	32
2. ASOCIACIÓN CAGUAN, Campo Río Ceibas	34
2.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE INYECCION DE AGUA.....	36
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	36
2.3 DESCRIPCIÓN DE ANOMALÍAS EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	41
2.3.1 <i>TK Desnatador</i>	41
2.3.2 <i>TK Clarificador</i>	43
2.3.3 <i>Filtro Wemco - cáscara de nuez</i>	44
2.3.4 <i>Tanque de Cabeza</i>	44
2.4 DIAGRAMA GENERALIZADO SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	46
2.5 VENTAJAS ADQUIRIDAS CON LA OPTIMIZACION	47

ACTIVIDADES No. 2 Y 3.....	48
3. SONOLOG E IDENTIFICACION DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	49
3.1 DEFINICIONES.....	49
3.2 PRINCIPIO DE LA HERRAMIENTA.....	51
3.3 DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO USADO PARA UNA PRUEBA DE NIVEL DE FLUIDO.	51
3.3.1 <i>La Pistola</i>	52
3.3.2 <i>El Transductor de Presión</i>	54
3.3.3 <i>El Software</i>	55
3.4 DESCRIPCION GENERAL DE TOMA DE NIVEL DE FLUIDO.....	55
3.4.1 <i>Pasos básicos para la toma de un nivel de fluido</i>	55
3.4.2 <i>Los datos obtenidos mediante la Prueba de Nivel de Fluido son:</i>	58
3.5 TOMA DE UN DINAGRAMA	59
3.6 PARTES DEL EQUIPO DE DINAGRAMAS	59
3.6.1 <i>Transductor de carga</i>	59
3.6.2 <i>Echometer</i>	60
3.6.3 <i>Grapa</i>	60
3.7 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE DINAGRAMAS	62
3.7.1 <i>procedimiento para la toma de prueba de integridad de válvulas</i>	64
3.7.2 <i>Fuga en la válvula viajera</i>	68
3.7.3 <i>Fuga en la válvula fija</i>	69
3.7.5 <i>Carga en la válvula fija pero no en la viajera</i>	71
3.8 INSPECCION RUTINARIA.....	72
3.9 FRECUENCIA DE LA TOMA DE DATOS	72
3.10 RECURSOS NECESARIOS.....	72
3.10.1 <i>PERSONAL</i>	72
3.10.2 <i>Equipos</i>	73
3.10.3 <i>Herramientas</i>	73
3.10.4 Elementos de protección.....	73
3.10.5 Normas de seguridad	73
ACTIVIDADES No. 4 y 5	74
4. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	75
4.1 DEFINICIONES.....	75
4.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE MOTOCOMPRESORES DE GAS LIFT	77
4.2.1 <i>Sistema de compresión de gas campo Río Ceibas</i>	78
4.3 OPERACIÓN DE MÁQUINAS COMPRESORAS	80
4.3.1 <i>Chequeos rutinarios de operación</i>	80
4.3.2 <i>Guía rápida de diagnostico</i>	81
4.3.3 <i>Protecciones de seguridad de las maquinas compresoras</i>	83

4.4	METODOLOGÍA PARA LAS INSPECCIONES	85
5	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	86
5.1	MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO (MPP).....	86
5.1.1	<i>Fases del Mantenimiento Preventivo</i>	86
5.1.2	<i>Ventajas del Mantenimiento Preventivo</i>	86
6	MANTENIMIENTO PREDICTIVO	87
6.1	TÉCNICAS APLICADAS AL MANTENIMIENTO PREDICTIVO	87
6.1.1	<i>Análisis de vibraciones</i>	87
6.1.2	<i>Análisis de lubricantes</i>	89
6.1.3	<i>Análisis por ultrasonido</i>	90
6.1.4	<i>Termografía</i>	92
6.2	VENTAJAS DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO	94
7	CONFIABILIDAD OPERACIONAL.....	95
7.1	HECHOS RELATIVOS A BAJA CONFIABILIDAD OPERACIONAL	96
7.2	VENTAJAS DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL.....	97
8	RESULTADOS OBTENIDOS CON EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES	98
8.1	RESULTADO DE UN PLAN DE MEJORAMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD OPERACIONAL.....	99
	CONCLUSIONES.....	100
	BIBLIOGRAFIA.....	101
	ANEXOS.....	102

RESUMEN

Este informe es el producto del estudio de optimización realizado en las estaciones de producción Los mangos y Río Ceibas que comprenden el distrito de producción sur (DPSU) para la empresa SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. Dicho estudio permitió realizar la identificación de las fortalezas y debilidades de los procesos industriales basado en las condiciones actuales de operación y su proyección futura, generando un ambiente de confianza operacional dentro de la organización.

La realización del estudio comprendió la identificación y análisis de las facilidades de superficie, el seguimiento de los pozos mediante la utilización del equipo analizador de pozos, la operación y el mantenimiento de las facilidades de superficie en las estaciones de producción Los mangos y Río Ceibas con la supervisión del personal operativo, haciendo registros de todos los procesos realizados durante cada actividad con sus respectivos datos y observaciones.

Encontrando que al aplicar una serie de técnicas se puede avanzar al ritmo deseado en las operaciones actuales y generando la revolución industrial de calidad y planes de mejoramiento de la confiabilidad humana.

Aspecto que el resto del mundo industrializado lo ha adoptado con propiedad, y la empresa SERVICIOS ASOCIADOS LTDA., tiene la imperiosa necesidad de lograr el perfil competitivo que le permita insertarse en la economía globalizada.

ABSTRACT

This report is the product of the study of optimization carried out in the production stations Los Mangos and Río Ceibas that they understand the district of south production (DPSU) for the company SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. This study allowed carrying out the identification of the strengths and weaknesses of the industrial processes based on the current conditions of operation and its future projection, generating an atmosphere of operational trust inside the organization.

The realization of the study understood the identification and analysis of the surface facilities, the pursuit of the wells by means of the use of the analyzing team of wells, the operation and the maintenance of the surface facilities in the production stations Los Mangos and Río Ceibas with the operative personnel's supervision, making registrations of all the processes carried out during each activity with its respective data and observations.

Finding that when applying a series of technical you can advance to the rhythm wanted in the current operations and generating the industrial revolution of quality and plans of improvement of the human dependability.

Aspect that the rest of the industrialized world the it has adopted correctly, and the company SERVICIOS ASOCIADOS LTDA., it has the imperious necessity to achieve the competitive profile that allows him to be inserted in the world economy.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Proyecciones de las condiciones de flujo, PROYECTO D74, Fase I y II: "Ampliación capacidad de la estación Yaguará". PETROBRAS INTERNATIONAL B.V.	Pág. 22
Tabla 2	Velocidad de separación del agua libre en los separadores.	27
Tabla 3	Determinación de BS&W por centrifuga.	28
Tabla 4	Calidad de aguas.	28
Tabla 5	Características actuales de los separadores de producción general.	29
Tabla 6	Tiempos de retención, condiciones actuales de operación.	29
Tabla 7	Tiempos de retención, condiciones futuras de operación.	30
Tabla 8	Características de los separadores reacondicionados.	30
Tabla 9	Características de los separadores reacondicionados.	31
Tabla 10	Etapas que intervienen en el proceso.	31
Tabla 11	Comportamiento de la viscosidad con la temperatura.	32
Tabla 12	Especificaciones del Desnatador.	37
Tabla 13	Especificaciones del tanque Clarificador de agua.	38
Tabla 14	Especificaciones Filtro Wemco - Cáscara de Nuez.	39
Tabla 15	Especificaciones del tanque de cabeza.	40
Tabla 16	Lista de chequeo para las máquinas compresoras.	82
Tabla 17	Configuración para las protecciones de las máquinas compresoras.	83
Tabla 18	Límites operacionales de las máquinas compresoras.	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Ubicación Geográfica del Campo Los Mangos.	Pág. 19
Figura 2	Pozos terminados Campo los Mangos.	20
Figura 3	Sistemas de levantamiento Campo los Mangos.	20
Figura 4	Almacenamiento de sólidos en los TKS.	21
Figura 5	Viscosidad Vs Temperatura.	33
Figura 6	Ubicación Geográfica del Campo Los Mangos.	34
Figura 7	Pozos terminados Campo Río Ceibas.	35
Figura 8	Sistemas de levantamiento Campo Río Ceibas.	35
Figura 9	Esquema general del tanque desnatador.	42
Figura 10	Esquema general del Filtro Wemco.	45
Figura 11	Diagrama generalizado del sistema de inyección de agua.	46
Figura 12	Apariencia Visual del Echometer.	52
Figura 13	Diagrama de la pistola del Echometer.	52
Figura 14	Fotografía de la pistola del Echometer.	53
Figura 15	Conexión de la pistola del Echometer.	54
Figura 16	Vista Real del Transductor.	54
Figura 17	Cargar la pistola.	56
Figura 18	Transductor de carga.	59
Figura 19	Posición del medidor de Aceleración.	60
Figura 20	Posición de la grapa auxiliar.	61

Figura 21	Unidad preparada para la toma de Dinagramas.	62
Figura 22	Colocación de la celda.	63
Figura 23	Posición de la unidad para verificación de la válvula viajera.	64
Figura 24	Carga constante sobre la unidad.	65
Figura 25	Perdida de carga a través de la válvula viajera.	65
Figura 26	Posición de la unidad para verificación de la válvula fija.	66
Figura 27	Carga constante sobre la unidad.	67
Figura 28	Ganancia de carga a través de la válvula fija.	67
Figura 29	Fuga a través de la válvula viajera.	68
Figura 30	Fuga a través de la válvula fija.	69
Figura 31	Problemas con la válvula fija.	70
Figura 32	Problemas con la válvula viajera.	71
Figura 33	Unidad compresora de gas.	77
Figura 34	Diagrama de flujo de un compresor de 3 etapas.	79
Figura 35	Registro de vibraciones en un ciclo de trabajo.	87
Figura 36	Transformada Tiempo-Frecuencia.	88
Figura 37	Esquema típico de un Análisis de ultrasonido.	90
Figura 38	Esquema típico de un Análisis Termográfico	92
Figura 39	Esquema de Confiabilidad Operacional	95

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1	<i>Medición de Hidrocarburos.</i>	Pág. 103
Anexo 2	<i>Diagrama de flujo actual de la estación.</i>	116
Anexo 3	<i>Diseño interno del FWKO.</i>	117
Anexo 4	<i>Diagrama de flujo de la estación incluyendo las modificaciones.</i>	118
Anexo 5	<i>Estado Mecánico sistema Gas Lift (Sarta simple, dual y horizontal).</i>	119
Anexo 6	<i>Estado Mecánico sistema PCP (Sarta simple y horizontal).</i>	122
Anexo 7	<i>Estado Mecánico sistema ESP (Sarta simple y horizontal).</i>	124
Anexo 8	<i>Estado Mecánico sistema Bombeo Mecánico.</i>	126
Anexo 9	<i>Unidad de Bombeo Mecánico e Instalación de superficie.</i>	127
Anexo 10	Primera etapa de compresión.	128
Anexo 11	Método de acción doble.	129
Anexo 12	Flujograma de paradas programadas para mantenimiento de un moto-compresor de gas lift.	130
Anexo 13	Guía de referencia internacional sobre un Overhaul.	131

INTRODUCCION

Durante el año 2001 la empresa SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. y PETROBRAS INTERNACIONAL B.V. BRASPETRO dan inicio al contrato estratégico denominado “Unión Temporal SASS”, con el objetivo principal de brindar soporte a las actividades desarrolladas en el Distrito de Producción Sur (DPSU). Con esta unión Servicios Asociados se encarga de las actividades de operación, mantenimiento general y especial, en las estaciones de producción de los campos Yaguará y Río Ceibas, garantizando a PETROBRAS confianza en el sostenimiento y operación óptima de sus procesos productivos, apoyados en la experiencia y calidad de los servicios prestados por SERVICIOS ASOCIADOS LTDA.

A través de este informe se busca cumplir con un requisito de grado en la modalidad de Pasantía Supervisada, además, del enriquecimiento de la academia luego de finalizarla dejando un buen documento de consulta en la Universidad Surcolombiana, el cual consiste en establecer un plan para la optimización de los sistemas de producción en los campos que comprenden el DPSU, ajustando a las condiciones actuales y futuras de operación, basado en el concepto de la Confiabilidad Operacional y en las técnicas del mantenimiento de clase mundial; mediante la realización de un estudio y seguimiento práctico a todas las actividades realizadas por la empresa Servicios Asociados en dicho contrato.

Se aplico este proyecto a un caso particular, atendiendo la necesidad de la compañía de mejorar los procesos garantizando un óptimo funcionamiento de los equipos y actividades que intervienen en la producción de hidrocarburos y calidad del agua de inyección, desde el punto de vista operativo y del proceso mismo.

OBJETIVOS GENERALES

- ❖ Contribuir a la mejora de los procesos productivos, como apoyo de la empresa SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. En los campos de producción Yaguará y Río Ceibas, que comprenden el Distrito de Producción Sur (DPSU). PETROBRAS INTERNATIONAL B.V. BRASPETRO.
- ❖ Adquirir experiencia en el rediseño de las facilidades de producción y los sistemas de control e instrumentación que comprenden el Distrito de Producción Sur (DPSU).
- ❖ Aplicar los conocimientos adquiridos durante los estudios de Ingeniería de Petróleos en busca de un mejoramiento continuo de los procesos industriales.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ❖ Realizar un seguimiento al desempeño de los equipos utilizados en los sistemas de levantamiento artificial PCP, Gas Lift, ESP y Bombeo Mecánico.
- ❖ Implementar una solución efectiva para el manejo de los sólidos en la estación Los Mangos.
- ❖ Implementar una solución efectiva para el manejo del aceite recuperado en las piscinas API.
- ❖ Mejorar la calidad del crudo de venta.
- ❖ Mejorar la calidad del agua de inyección.
- ❖ Sensibilizar al personal de la organización sobre la importancia que tiene atreverse a comenzar un programa de mejoramiento de la confiabilidad operacional embarcado en el desempeño del mantenimiento de clase mundial.
- ❖ Mostrar la necesidad de crear un ambiente de confianza operacional basado en el mantenimiento, tomando como referencia el sistema de motocompresores de gas.
- ❖ Brindar mayor eficiencia y confiabilidad a los sistemas que integran las estaciones de producción Los Mangos y Río Ceibas, que comprenden el DPSU.

ACTIVIDAD No. 1

**IDENTIFICACION DE FACILIDADES DE
SUPERFICIE, CAMPOS LOS MANGOS Y RIO
CEIBAS**

GENERALIDADES DISTRITO DE PRODUCCION SUR (DPSU)

Durante el año 2001 la empresa SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. y PETROBRAS INTERNACIONAL B.V. BRASPETRO dan inicio al contrato estratégico denominado “Unión Temporal SASS”, con el objetivo principal de brindar soporte a las actividades desarrolladas en el Distrito de Producción Sur (DPSU). Con esta unión Servicios Asociados se encarga de las actividades de operación, mantenimiento en las estaciones de producción de los campos Yaguará y río Ceibas, garantizando a PETROBRAS confianza en el sostenimiento y operación óptima de sus procesos productivos.

Dicho contrato consta de los siguientes aspectos:

- ❖ Operación y Mantenimiento General, Electro-mecánico e Instrumentación.
- ❖ Toma de Dinagramas y Niveles de Fluido.
- ❖ Operación del laboratorio de Análisis fisicoquímico de crudo y Agua.
- ❖ Overhauls a equipos mayores y menores.
- ❖ Mantenimiento de Zonas industriales, Zonas verdes, Aseo Institucional.
- ❖ Casino.
- ❖ Suministro de Personal Profesional, Técnico y calificado.

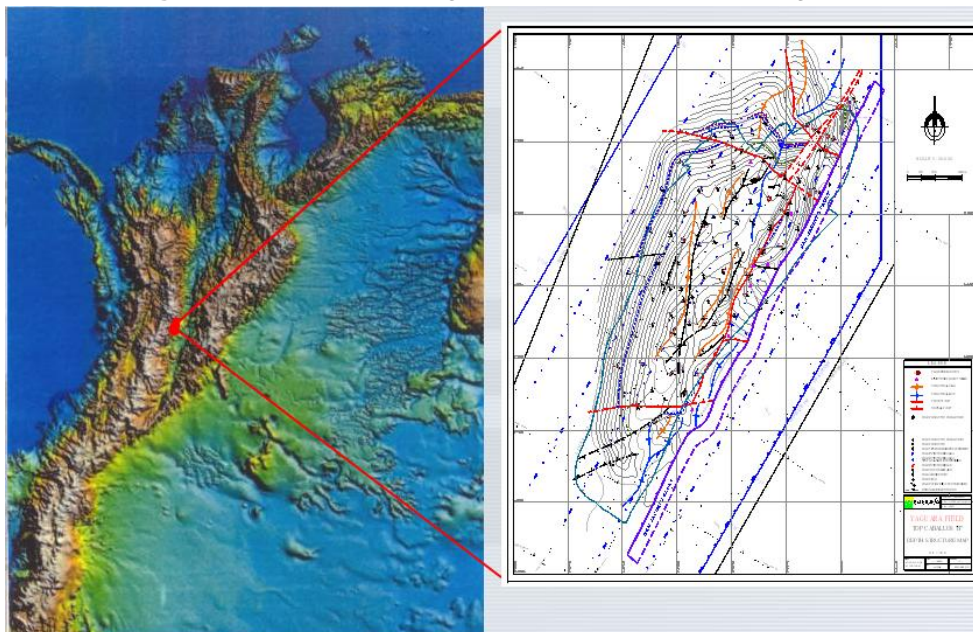
SERVICIOS ASOCIADOS LTDA., de acuerdo a sus políticas, objetivos y a las exigencias del mercado ha sido certificada por el Icontec en la norma ISO 9001:2000 y por el Consejo Colombiano de Seguridad en la norma OHSAS 18001 con el siguiente alcance:

Servicio de toma y análisis de registros de dinagramas, Niveles de fluido y optimización de bombeo mecánico; Servicio de operación y mantenimiento de las facilidades de producción y de equipos de superficie para Campos Petroleros.

En la actualidad la empresa SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. Es la responsable directa de la producción con modalidad de seguimiento de indicadores de gestión que repercuten sobre bonos y penalidades al contrato en el DPSU. Conformado por las Asociaciones Caguán y Hobo con los campos Yaguará y Río Ceibas respectivamente.

1. ASOCIACION HOBO, Campo Los Mangos (Yaguará)

Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo Los Mangos



Fuente: PETROBRAS

1.1 RESEÑA HISTORICA

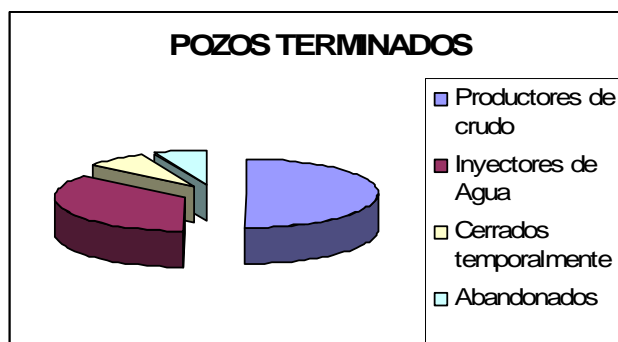
El Campo Yaguará está localizado en el Valle Superior del Magdalena a 7.3 Km. del municipio de Yaguará y a 56 Km. de la capital Neiva, en el Departamento del Huila. Desarrollado bajo el contrato de Asociación Hobo, cuenta con un área comercial de 7.785 acres y esta limitado al este por la loma El Cucharo, al oeste por la cuchilla, la Laja y al norte por la represa de Betania y el municipio de Yaguará.

El campo Yaguará fue descubierto en el año 1987 por la ESSO COLOMBIANA con la perforación del pozo exploratorio Mangos-1, en 1992 inicia oficialmente su producción alcanzando el pico máximo en Agosto de 1993 con mas de 9.583 BOPD, en 1995 PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V. adquiere los derechos para continuar con su explotación junto con ECOPETROL, con una participación del 50% cada socio, en este año se inicia la recuperación secundaria con inyección de agua.

Actualmente el campo cuenta con 133 pozos terminados, de los cuales 67 son productores de crudo, 47 son inyectores de agua, 9 se encuentran abandonados y 10 cerrados temporalmente. Inicialmente predominó el levantamiento de fluidos

por Gas lift, pero debido al agotamiento del gas y al avance del frente de agua de inyección fue cambiado por los sistemas PCP y Bombeo Electrosumergible, los cuales han mostrado gran eficiencia en la producción.

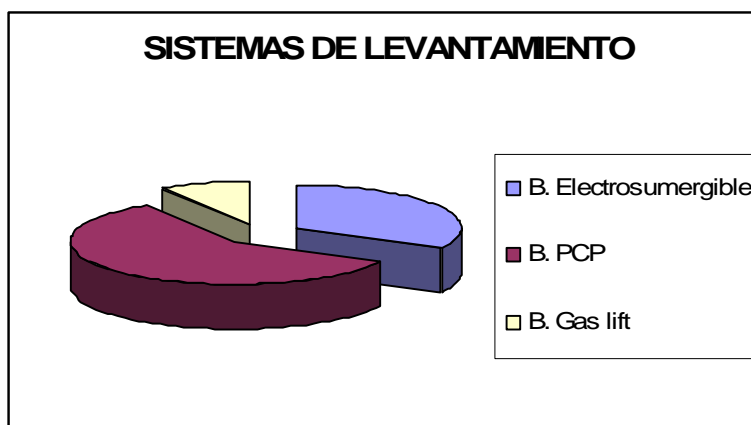
Figura 2. Pozos terminados Campo los Mangos



Fuente: PETROBRAS

Hoy el campo se encuentra en una etapa de conversión de Sistema de Levantamiento Artificial, mostrando mayor eficiencia los sistemas eléctricos como ESP y PCP. A septiembre de 2006 el 33% de la producción depende del bombas Electro-Sumergibles (ESP), 58% de las bombas de cavidades progresivas (PCP) y el 9% de Gas Lift, produciendo un crudo con una gravedad °API entre 20-22, GOR de 200 a 250 KSCF/Bb.

Figura 3. Sistemas de levantamiento Campo los Mangos



Fuente: PETROBRAS

La producción promedio anual esperada para 2006 es de 4282 BOPD. La producción promedio para el mes de noviembre es de 4450 BOPD.

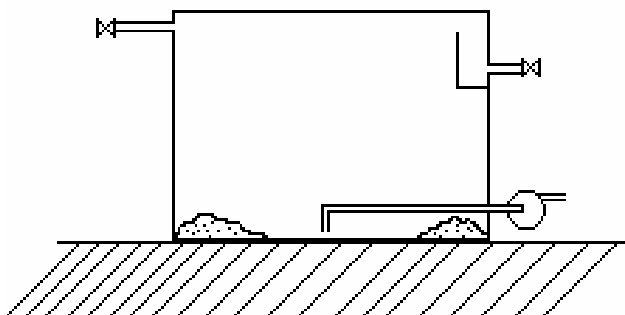
1.2 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

Inicialmente en el campo *Los Mangos* (Yaguará) predominó el levantamiento de fluidos por Gas lift, pero debido al agotamiento del gas y al avance del frente de agua de inyección fue cambiado progresivamente por los sistemas de levantamiento PCP y Bombeo Electrosumergible incrementando el volumen de los fluidos producidos, así como el de sólidos a tratar y teniendo en cuenta que las facilidades mecánicas que se encuentran instaladas en la Estación de Producción para la deshidratación y limpieza del crudo fueron diseñadas para un bajo BS&W, hace que el proceso pierda eficiencia.

Es decir, el diseño de las facilidades mecánicas actual de la Estación no le da el tiempo de retención suficiente para la deshidratación del crudo, así como del manejo de los sólidos que llegan con la producción. (Esta subdimensionada).

Además, el diseño de los TKS no es el más adecuado para el manejo de fluidos con alto contenido de sólidos, generándose la tendencia a almacenarlos.

Figura 4. Almacenamiento de sólidos en los TKS



Fuente: El autor

1.3 TRATAMIENTO QUIMICO

Debido al tipo de levantamiento (PCP, ESP; Gas lift), por ser un crudo parafínico se requiere el tratamiento químico en cabeza de pozo, en la actualidad se está inyectando química a los pozos.

Una vez el fluido producido llega al múltiple de entrada, se somete a un tratamiento químico con productos tales como: demulsificante, antiespumante e inhibidor de parafinas.

Igualmente por el tipo de levantamiento con gas lift este aporta más gas a la producción creando un alto contenido de espuma que debe ser eliminada para permitir el contacto directo entre el rompedor de emulsión y el crudo a tratar.

Otro efecto del gas sobre el tratamiento es que a medida que se desplaza el fluido este se va enfriando permitiendo la cristalización de parafinas y asfáltenos que son componentes inherentes al crudo y que al pasar al estado sólido encapsulan el agua presente generando una emulsión muy estable.

Posteriormente son separadas las fases crudo, agua y gas las cuales se someten a tratamiento en procesos independientes.

1.4 CONDICIONES ACTUALES DE LA OPERACION

Actualmente el CAMPO YAGUARA esta aportando a la Estación aproximadamente 45000 BFPD, con un tiempo de retención en el Gun Barrel estimado entre 8-10 horas. Tiempo en el cual el crudo se debe encontrar en condiciones optimas para almacenamiento y despacho.

PROPORCION DEL FLUIDO				
CORRIENTE	MAXIMO FLUJO		FLUJO ACTUAL	
	BPD	%	BPD	%
CRUDO	3500	4.4	5526	12.3
AGUA	80000	95.6	39472	87.7
TOTAL	83500	100	45000	100

Tabla No.1 Proyecciones de las condiciones de flujo, PROYECTO D74, Fase I y II: "Ampliación capacidad de la estación Yaguará". PETROBRAS INTERNATIONAL B.V.

1.4.1 Cálculo del tiempo de retención GUN BARREL.

$$Tr = \frac{\text{Volumen Vasija}(BB) * F * 24(\text{Horas})}{\text{Caudal}(BFPD)} \Big/ 1(\text{Dia})$$

$$Tr = \frac{25000(BB) * 0.8 * 24(\text{Horas})}{45000(BFPD)} \Big/ 1(\text{Dia}) = 10.6(\text{horas})$$

Donde:

Tr: Tiempo de retención (Horas)

F: Factor de Volumen (0.8)

Pero teniendo en cuenta las consideraciones del proyecto “ESTUDIO DE OPTIMIZACION DE FACILIDADES DE PRODUCCION, CAMPO YAGUARA” de mayo 16 de 2005, se proyecta que el campo llegará a aportar al año 2010 aproximadamente 83.500 BFPD con lo que se reducirá dramáticamente el tiempo de retención de los fluidos. Si tenemos en cuenta los problemas existentes en la actualidad con el volumen de fluidos recibidos, al aumentar el caudal de recibo, se empeorarán aún más los problemas para su tratamiento.

Al realizar el cálculo del tiempo de retención con la nueva condición de flujo obtenemos,

$$Tr = \frac{25000(BB) * 0.8 * 24(\text{Horas})}{83500(BFPD)} \Big/ 1(\text{Dia}) = 5.74(\text{horas})$$

Si analizamos este resultado, el tiempo de retención de los fluidos en el Gun Barrel se disminuirá aproximadamente a la mitad.

1.4.2 Cálculo del tiempo de retención Separadores Generales.

$$Tr = \frac{\text{Volumen Vasijas (BB)} * 1440 (\text{Minutos})}{\text{Caudal (BFPD)} / 1 (\text{Dia})}$$

$$Tr = \frac{460 (\text{BB})}{45000 (\text{BFPD})} * \frac{1440 (\text{Minutos})}{1 (\text{Dia})} = 14.7 (\text{Minutos})$$

Donde:

Tr: Tiempo de retención (Horas)

Cálculo del tiempo de retención con la nueva condición de flujo obtenemos,

$$Tr = \frac{460 (\text{BB})}{83500 (\text{BFPD})} * \frac{1440 (\text{Minutos})}{1 (\text{Dia})} = 7.9 (\text{Minutos})$$

El tiempo de retención de los fluidos en los separadores de producción general se disminuirá aproximadamente a la mitad.

1.5 PROPUESTA DE OPTIMIZACION DE LOS SEPARADORES DE PRODUCCION GENERAL, ADICIÓN DE UN FWKO Y TK DESNATADOR

La propuesta contempla la optimización de los separadores trifásicos (Generales 1 y 2, y de prueba), siendo necesario realizar modificaciones a sus sistemas de drenaje, ajustándose a las condiciones actuales de operación. Ya que su diseño actual permite el manejo de los fluidos con un bajo BS&W y una alta rata de gas. De esta forma se estarían aprovechando las facilidades de producción existentes en las vasijas y en el campo. **Ver Anexo 2** (*Diagrama de flujo actual de la estación*).

Esta alternativa considera la adición de los **TKS T-T 001 y desnatador V-106**, (actualmente están por fuera de la operación) acondicionados uno como FWKO y el otro como DESNATADOR. Cada uno, con una capacidad de fluidos de 500 Bls.

El FWKO estará ubicado aguas arriba del *Separador Bifásico General de Producción 3*, trabajando como separador del agua libre proveniente de los fluidos de producción, retirando según pruebas de laboratorio aproximadamente el 85% del agua de producción durante los primeros cinco minutos de retención. Antes de que los fluidos pasen al *Tratador 2*, y posteriormente al *Gun Barrel*. Esto permitirá aumentar y aprovechar el tiempo de retención de los fluidos, ya que el volumen de fluidos a manejar en las vasijas (FWKO, Tratador y Gun barrel) será mucho menor, con esto, se le garantizará a los fluidos un pre-tratamiento, retirando un gran porcentaje de sólidos y mayor parte del agua libre presente y a su vez un mayor aumento a la temperatura del fluido a la salida del Tratador; de esta forma se le está bajando carga al Gun Barrel, aumentando el tiempo de retención y mejorando enormemente la calidad de los fluidos.

El diseño interno para el FWKO contempla la adición de la instrumentación de los separadores trifásicos de producción general, excepto paletas rectificadoras de gas. Como recomendación, para garantizar la eficiencia en la separación del agua emulsionada (emulsión floja) y libre en el FWKO, debe ubicarse a la entrada un punto de inyección de química (Rompedor de emulsión). **Ver Anexo 3** (*Diseño interno del FWKO*).

La adición de un TK Desnatador adicional al sistema, se hace con la finalidad de mejorar la calidad del agua separada en el proceso, así como garantizar la remoción más eficiente de la nata de aceite presente. A su vez esto permitirá retirarle carga al TK Desnatador existente y aumentará la capacidad para el manejo del agua de producción.

EL REDISEÑO DE LOS SEPARADORES TENDRA:

- ❖ Adecuación como separadores trifásicos.
- ❖ Adición de PALETAS RECTIFICADORAS en la zona de gas, para mejorar la remoción del líquido disperso en a fase gaseosa, en serie con el extractor de neblina. Esto contribuirá en el manejo de pequeños baches de gas, haciendo menos frecuente la operación de drene en el Scrubber y previniendo derrames de líquido en la tea.

Separadores de producción generales 1 y 2

- ❖ Aumento del diámetro de la línea de salida del agua libre, de 2" a 4", con cambio de las Válvulas **LCV**. Para aumentar la capacidad de desalojo del agua, debido a su alto BS&W.
- ❖ Disminución del diámetro de la línea de salida de aceite, de 4" a 2", con cambio de las Válvulas **LCV** a la línea de salida del crudo. Para manejar menor cantidad de crudo separado.
- ❖ Disminución del diámetro de la tubería y el de restricción de las Válvulas **PCV** a la línea de salida del gas, de 8" a 4" para la línea y de 6" a 2" la restricción. Ya que con estas especificaciones se podrá manejar la cantidad de gas que esta llegando actualmente y que continúe llegando a la estación.

Esto permitirá aprovechar por completo las facilidades de la vasija y el tiempo de retención de los fluidos dentro de los separadores, teniendo en cuenta que el 80% del agua libre se está separando durante los cinco primeros minutos de retención (según pruebas de laboratorio a partir de muestras de fluido tomadas a la entrada de los 3 separadores). Además, al realizarle un pre-tratamiento retirando un gran porcentaje de sólidos y parte del agua libre; bajándole de esta manera la carga al Gun Barrel y mejorando enormemente la calidad del crudo. Al disminuir la cantidad de agua también se esta favoreciendo la acción del tratamiento químico, que se le esta realizando a los fluidos, mejorando su eficiencia, y adicionalmente bajar el consumo de químico.

SEPARADOR DE PRODUCCION GENERAL 3

- ❖ Mantener el diámetro de restricción de las Válvulas **LCV** a la línea de salida de los fluidos, ya que con el diseño actual, el separador cuenta con la capacidad para manejar el volumen de fluidos que pasarán por él.

Con este nuevo dimensionamiento de las vasijas, el TK de 25000 Bls No.2 se encontrará disponible como Contingencia en el momento que se requiera

almacenar crudo tratado, o como Gun Barrel, ya que éste cuenta con la instrumentación instalada para el caso.

El mantenimiento de los separadores y FWKO, se realizará de acuerdo a lo programado por el operador de la estación (mínimo 2 veces por año), teniendo en cuenta la gran carga de sólidos arrastrados por el flujo de los pozos. Para el drenaje de las vasijas debe existir una facilidad que envíe el agua y sólidos retenidos hacia lechos de secado para continuar con el tratamiento del agua residual y poder disponer luego de los sólidos.

1.5.1 Crudo recuperado

Teniendo como objetivo evitar el problema que actualmente se tiene con el manejo del crudo recuperado en las piscinas API, se debe instalar líneas que direccionen el flujo (crudo), más la nata separada en los TKS Desnatadores hacia el Tratador 1, con el fin de romper la emulsión con tratamiento térmico y químico. Luego el crudo tratado se enviará hacia el Gun Barrel, contribuyendo con la temperatura de la vasija. **Ver Anexo 4** (Diagrama de flujo de la estación incluyendo las modificaciones)

Además, este diseño contempla un aumento en la capacidad del manejo de los fluidos de producción. Teniendo en cuenta que las condiciones máximas de operación (futuras) son de 83500 BFPD, y que en la actualidad el diseño de la estación no tiene la capacidad para manejar y tratar de forma eficiente ese volumen de fluidos.

1.5.2 Prueba de laboratorio

La prueba consistió en medir la cantidad de agua que se separa a diferentes tiempos de retención a partir de muestras de fluido de 1000 ml c/u a la entrada de los separadores de producción general.

SEPARADOR	TEMP (°F)	Volumen de agua separado (ml)			
		5 min.	10 min.	15 min.	20 min.
1	110	765	770	780	755
2	113	800	807	812	817
3	105	810	812	818	821

Tabla No.2 velocidad de separación del agua libre en los separadores.

- ❖ Sin química "ADICIONAL" a la inyectada en el manifold, MUESTRAS de 1000ml de fluido c/u.

Posteriormente, al aceite separado se le realizó la prueba de BS&W por centrifuga, para determinar la cantidad de agua y sólidos que permanecían emulsionados en él.

SEPARADOR	TEMPERATURA °F	%AGUA	% SÓLIDOS
1	110	17.8	0.2
2	110	14.9	0.2
3	110	14.9	0.2

Tabla No.3 Determinación de BS&W por centrifuga.

Adicionalmente, se realizo un análisis de calidad de aguas con el fin de comparar las características del agua libre separada durante la prueba y el agua que sale del Gun Barrel. La importancia de su comparación radica en que ambas corrientes irán a para en el Desnatador.

TRATAMIENTO QUÍMICO			CALIDAD DE AGUAS		
UBICACION	QUIMICA		SÓLIDOS <i>ppm</i>	ACEITE <i>ppm</i>	HIERRO <i>ppm</i>
Entrada de los separadores	✓ ✓	Rompedor directo Antiespumante	711	95.277	0.07
Entrada del Gun Barrel	✓	Dispersante de parafinas	N/A	N/A	N/A
Entrada del Desnatador	✓ ✓	Rompedor inverso polímetro	179	53.825	0.21

Tabla No.4 Calidad de aguas.

Durante la prueba se procuró mantener las condiciones de temperatura de operación del separador.

1.5.3 Características actuales de los separadores

Servicio	Prod. Gral. (1 Y 2)	Prod. Gral. (3)	Prueba (1 Y 2)
Flujo de líquidos	10.000 BFPD	15.000 BFPD	2.000 BFPD
Flujo de gas	3700 KSFCD	15000 KSFCD	750 KSFCD
Máximo flujo de agua	8.000 BWPD	10.000 BWPD	1.600 BWPD
Presión de operación	40-100 psi	40-100 psi	40-100 psi
Temperatura ambiente	80 °F	80 °F	80 °F
Temperatura entrada	90 °F	100 °F	90 °F
Dimensiones	7' OD X 30'	10' OD X 30'	4' 6" X 15'
Tr (45.000 BFPD)	15 min.	15 min.	15 min.

Tabla No. 5 Características actuales de los separadores de producción general.

1.5.4 Análisis numérico

TIEMPOS DE RETENCION

Separadores de Producción General (Caudal de 45.000)

SEPARADOR	Nivel del fluido (Pulgadas)	VOLUMEN LIQUIDO (Bls)	FRACCION VOL. (%)	RATA DE FLUJO (BFPD)	TIEMPO DE RETENCION (min.)
1	45	112.2	24.3	10.935	14.77
2	45	112.2	24.3	10.935	14.77
3	66	236.5	51.4	23.130	14.72
TOTAL	N/A	460.9	100	45000	N/A

Tabla No.6 Tiempos de retención, condiciones actuales de operación.

OBSERVACIONES:

- ❖ Al realizar las modificaciones en los separadores (cambio de dimensiones de tubería) manteniendo el caudal actual de producción, se garantizará un funcionamiento eficiente, en la separación del agua libre, y el fluido tendrá un pre-tratamiento antes de que ingrese al Gun Barrel, al retirarle parte del agua libre y los sólidos que trae el fluido.

Separadores de Producción General (Caudal de 83.500)

SEPARADOR	Nivel del fluido (Pulgadas)	VOLUMEN LIQUIDO (BB)	FRACCION VOL. (%)	RATA DE FLUJO (BFPD)	TIEMPO DE RETENCION (min.)
1	45	112.2	24.3	20.290,5	7.96
2	45	112.2	24.3	20.290,5	7.96
3	66	236.5	51.4	42.919	7.93
TOTAL	N/A	460.9	100	83.500	N/A

Tabla No.7 Tiempos de retención, condiciones futuras de operación.

OBSERVACIONES:

- ❖ Disminuirá el tiempo de retención dentro de los separadores. Pero teniendo en cuenta la prueba de laboratorio, será suficiente para separar el agua libre. Además, el agua que no se halla podido separar, será retirada en los FWKOS.

1.5.5 Características de los separadores reacondicionados

CAUDAL DE 45.000 BFPD

Servicio	Prod. Gral. (1 Y 2)	Prod. Gral. (3)	Prueba (1 Y 2)
Flujo de líquidos	10.935 BFPD	23.130 BFPD	2.000 BFPD
Flujo de gas	1000 KSFC	2500 KSFC	500 KSFC
Máximo flujo de agua	9.600 BWPD	20.300 BWPD	1.800 BWPD
Presión de operación	40-100 psi	40-100 psi	40-100 psi
Temperatura ambiente	80 °F	80 °F	80 °F
Temperatura entrada	90 °F	100 °F	90 °F
Dimensiones	7' OD X 30'	10' OD X 30'	4' 6" X 15'
Tiempo de retención	14.7 min.	14.7 min.	14.7 min.

Tabla No.8 Características de los separadores reacondicionados.

CAUDAL DE 83.500 BFPD

Servicio	Prod. Gral. (1 Y 2)	Prod. Gral. (3)	Prueba (1 Y 2)
Flujo de líquidos	20.290,5 BFPD	42.919 BFPD	3.900 BFPD
Flujo de gas	1000 KSFC	2500 KSFC	500 KSFC
Máximo flujo de agua	19.400 BWPD	41.100 BWPD	2.500 BWPD
Presión de operación	40-100 psi	40-100 psi	40-100 psi
Temperatura ambiente	80 °F	80 °F	80 °F
Temperatura entrada	90 °F	100 °F	90 °F
Dimensiones	7' OD X 30'	10' OD X 30'	4' 6" X 15'
Tr (83.500 BFPD)	7.9 min.	7.9 min.	7.9 min.

Tabla No.9 Características de los separadores reacondicionados.

1.5.6 Características de las etapas de separación

CAUDAL	ETAPA	BS&W SALIDA %	VOL. FLUIDO BIs	TIEMPO DE RETENCION (horas)	TEMP. °F
45000	1	37,5	3939,8	0,25	100
	2	20,0	3255,30	0.53	105
	3	1	5117,80	1,5	140
	4	0,2	5476,11	60,3	145
83500	1	37,5	1974,85	0,13	100
	2	30	1864,84	0.34	105
	3	2	2591,50	0,8	140
	4	0,3	3357,54	32,5	145

Tabla No.10 Etapas que intervienen en el proceso.

ETAPA 1 SALIDA DE SEPARADORES TRIFASICOS
ETAPA 2 SALIDA DEL FWKO (SEPARADOR 3)
ETAPA 3 SALIDAD DE TRATADOR 2
ETAPA 4 SALIDA DEL GUN BARREL

COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA TEMPERATURA

DATOS DE LA FICHA DE CARACTERIZACION DEL CRUDO			
TEMPERATURA		VISCOSIDAD	
°F	°C	cP	cSt
95	35,0	87,61	72,22
96	35,6	84,35	70,95
97	36,1	82,41	69,70
98	36,7	80,51	68,47
99	37,2	78,66	67,26
100	37,8	76,85	66,07
105	40,6	68,16	60,45
106	41,1	66,82	59,38
107	41,7	65,28	58,33
108	42,2	63,78	57,30
109	42,8	62,31	56,29
110	43,3	60,87	55,30
115	46,1	54,18	50,59
120	48,9	48,21	46,28
121	49,4	47,11	45,47
122	50,0	46,03	40,88
140	60	30,26	32,42
145	62,78	26,93	29,66
158	70	19,89	23,53
176	80	13,08	17,08

Tabla No.11 Comportamiento de la viscosidad con la temperatura

VISCOSIDAD Vs TEMPERATURA

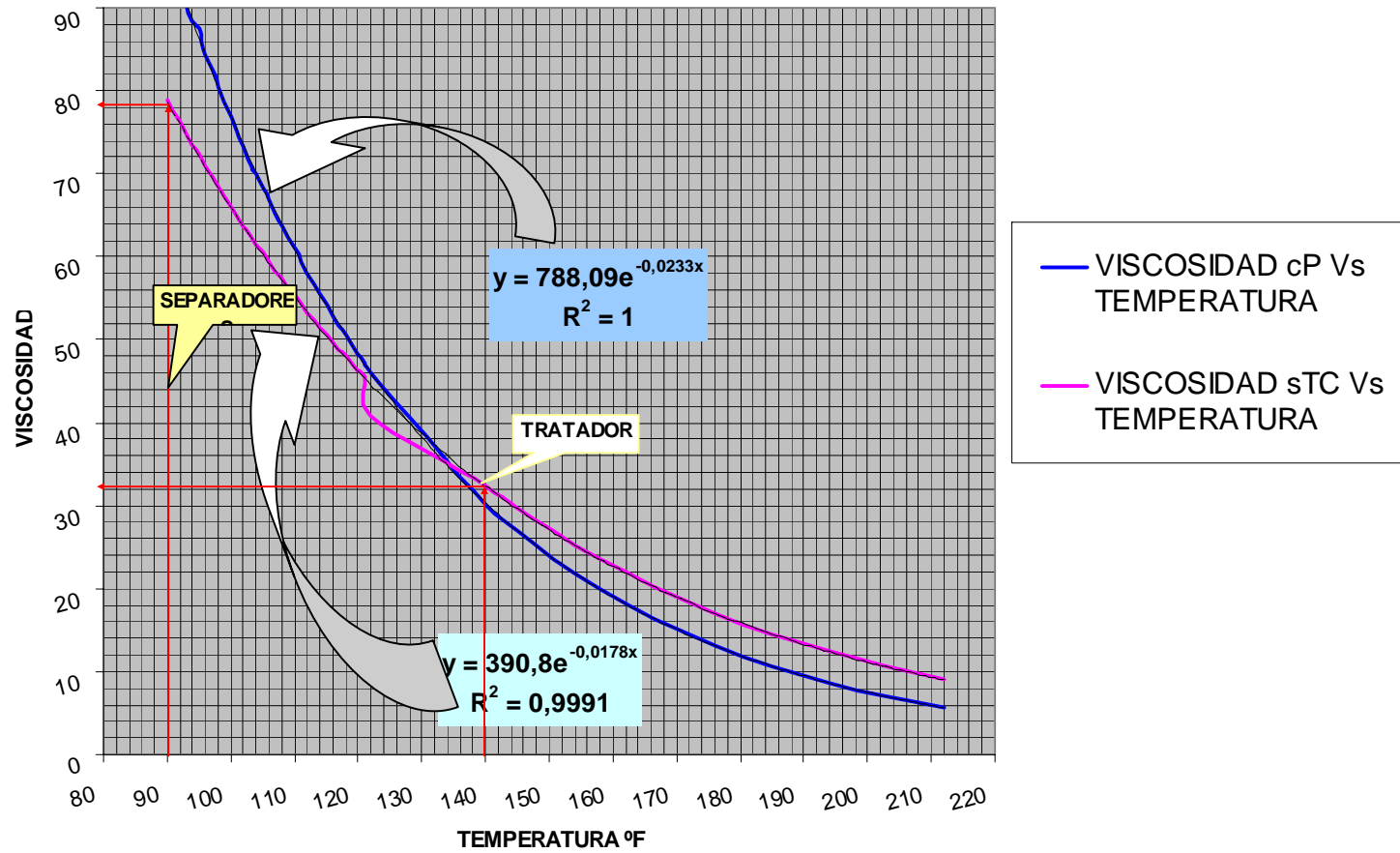
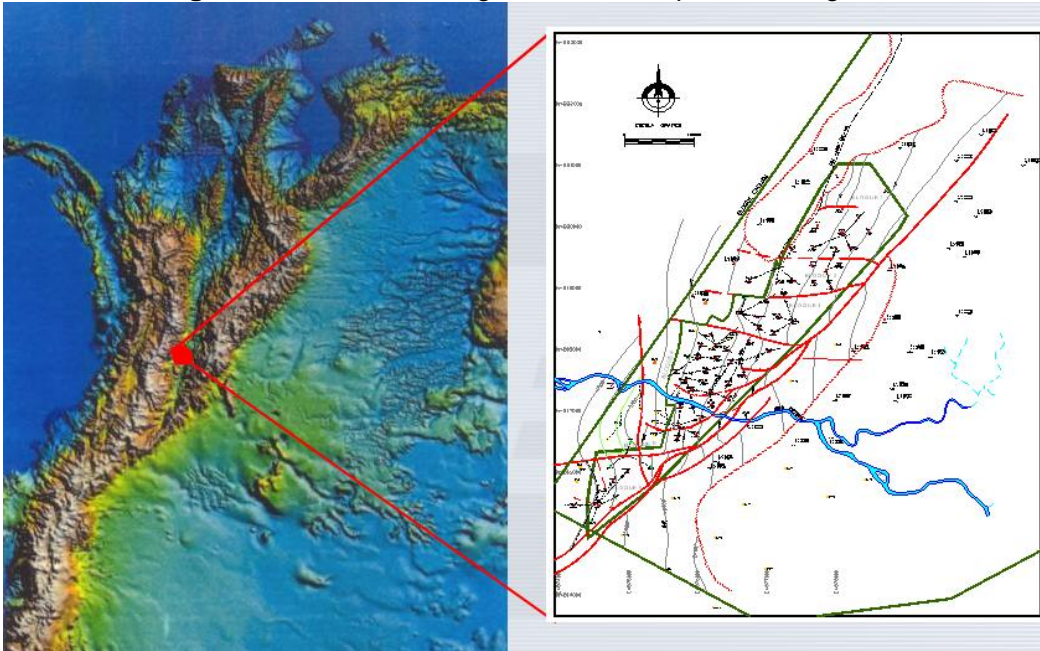


Figura 5. Viscosidad Vs Temperatura
Fuente: El autor, basado en la ficha de caracterización del crudo

2. ASOCIACIÓN CAGUAN, Campo Río Ceibas

Figura 6. Ubicación Geográfica del Campo Los Mangos



Fuente: PETROBRAS

GENERALIDADES

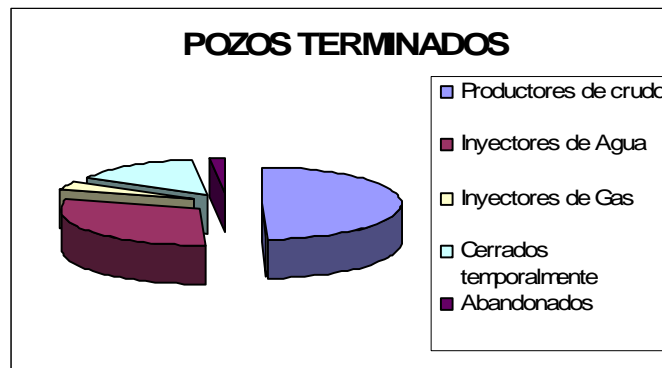
El campo de producción Río ceibas es una de las sedes operativas de la Unidad de Negocios de Colombia UN-COL de la empresa multinacional Petrobrás Internacional BV Braspetro, esta ubicado al 25 km. hacia el noroeste de la ciudad de Neiva, y opera desde hace 10 años bajo el convenio de concesión Asociación Caguán realizado con La Estatal, Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL y la compañía SIPETROL.

Las principales actividades de este campo son la extracción de hidrocarburos desde 62 pozos productores de crudo y gas, tratamiento y almacenamiento del crudo para su posterior venta. Actualmente, el campo produce alrededor de 3500 Barriles de Crudo por Día (3500 BCPD) con un BS&W del 55%.

Actualmente el campo cuenta con 101 pozos terminados, de los cuales 50 son productores de crudo, 30 son inyectores de agua, 4 almacenadores de gas, 2 se encuentran abandonados y 15 cerrados temporalmente. Inicialmente predominando el levantamiento de fluidos por Gas lift, pero debido a la

declinación de producción de gas, por ser un yacimiento con empuje de gas en solución, algunos pozos se están completando a los sistemas PCP y ESP que para las nuevas condiciones muestran mayor eficiencia en la recuperación de hidrocarburos.

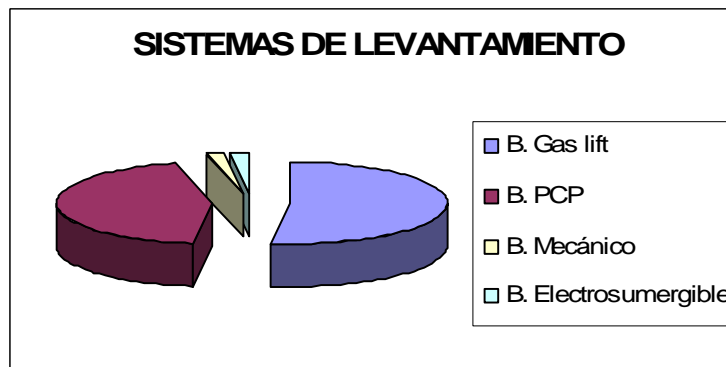
Figura 7. Pozos terminados Campo Río Ceibas



Fuente: PETROBRAS

A septiembre de 2006 el 52% de la producción depende del Gas Lift, 44% de las bombas de cavidades progresivas (PCP), el 2% del bombeo Electrosumergible (ESP), y el 2% de bombeo Mecánico; produciendo un crudo con una gravedad °API entre 24 -26.

Figura 8. Sistemas de levantamiento Campo Río Ceibas



Fuente: PETROBRAS

La producción promedio anual esperada para 2006 es de 3500 BOPD. La producción para el 30/sep/06 es de 3560 BOPD.

2.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE INYECCION DE AGUA

Este informe se realiza con la finalidad de ofrecer alternativas para la optimización de las actuales condiciones del sistema de inyección de agua del campo RIO CEIBAS, contemplado en un estudio de anomalías y consecuencias que pueden llegar a presentarse en el caso de que el sistema falle. Este Trabajo busca contribuir con la búsqueda continua del mejoramiento del proceso garantizándole confiabilidad al sistema.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

EL GUN BARREL: efectúa la separación de los fluidos (agua – crudo) el tiempo de retención en dicho equipo es de aproximadamente 11 horas, el Gun Barrel cuenta con una sonda de interfase la cual garantiza que la altura de interfase permanezca estable y con esto a la vez que el tiempo de retención sea el calculado.

$$Tr = \frac{\text{Volumen Vasija}(BB) * F}{\text{Caudal}(BFPD)} * \frac{24(\text{Horas})}{1(\text{Dia})}$$

$$Tr = \frac{5000(BB) * 0.8}{8662(BFPD)} * \frac{24(\text{Horas})}{1(\text{Dia})} = 11(\text{horas})$$

Donde:

Tr: Tiempo de retención (Horas)

F: Factor de Volumen (0.8)

EL DESNATADOR: (tiempo de retención mínimo de 30 min. Aproximadamente) Recibe las aguas aceitosas provenientes del Gun Barrel, allí se desnata el agua, ésta es enviada por medio de bombas hacia el tanque clarificador de agua y la nata por gravedad va hacia la caja separadora API de donde es enviada nuevamente al proceso.

$$Tr = \frac{236.6(BB)}{5200(BFPD)} * 1440 = 65.5(\text{min})$$

El flujo de agua entra por un extremo de la vasija chocando con una placa deflectora distribuyendo uniformemente el flujo, posteriormente atraviesa una malla de acero la cual tiene como función retener las posibles partículas sólidas que pueda arrastrar consigo el fluido; éste pasa al primer compartimiento donde las gotas de aceite ascienden en forma perpendicular a la dirección del flujo de agua llevándose a cabo los procesos de segregación gravitacional y de coalescencia formándose una nata de aceite que es desplazada hacia el segundo compartimiento por rebose de donde se remueve.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Capacidad (BLS)	15.000
Caudal de Líquido (BPD)	540
Presión de Diseño (PSIG)	30
Temperatura de Diseño (°F)	200
Presión de Operación	Atmosférica
Temperatura de Operación (°F)	+/- 120
Tiempo de Residencia (MÍN)	30
Dimensiones	Ø 10' x 39' Long.
Entradas	2
Salidas	2
Drenajes	5

Tabla No.12 Especificaciones del Desnatador

TANQUE CLARIFICADOR: Ayuda a la remoción de los sólidos por medio de la inyección de un clarificador en la línea de ingreso al tanque. Es un tanque atmosférico, recto y de fondo circular, con una capacidad de 3.000 Bls.

Su objetivo principal es el de clarificar el agua asociada, floculando por medio de un tiempo retención de 30 minutos y químico clarificador la mayor cantidad de sólidos y crudo.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Capacidad (BLS)	3000
Presión de Diseño	Atmosférica
Temperatura de Diseño (°F)	200
Presión de Operación	Atmosférica
Temperatura de Operación (°F)	120
Entradas	1
Salidas	1
Drenajes	1
Diámetro (ft)	30
Altura (ft)	24
Inclinación Techo	205°
Materiales Lámina	A – 283C/A – 36
Estructura Interna	A – 36

Tabla No.13 Especificaciones del tanque Clarificador de agua.

El agua del clarificador es bombeada hacia el filtro cáscara de nuez, allí la filtración se lleva a cabo haciendo pasar el líquido a tratar a través de un lecho de cáscara de nuez, y posteriormente al tanque de cabeza para las bombas que llevan el agua hacia los tanques localizados en las islas de inyección (Islas 9 y G).

FILTRO CÁSCARA DE NUEZ: Tiene como objetivo remover la concentración de partículas de aceite y sólidos suspendidos de tamaño significativo, al agua proveniente del tanque de agua de producción. *Estos filtros remueven grasas y aceites desde 40 - 60 ppm hasta menos de 3 ppm.* Las propiedades de la cáscara de nuez (material oleofílico) y el método de retrolavado a emplear tienen la gran ventaja de que no requiere la aplicación de aditivos químicos para filtración y retrolavado. El filtro remueve el 98% de contaminantes de aceite y sólidos suspendidos del agua utilizada para la inyección. Una vez el agua ha sido filtrada entra al tanque de agua clarificada. En la tabla No. 14 se encuentran las características de éste filtro.

EQUIPO: FILTRO CASCARA DE NUEZ		CANTIDAD: 1	
DATOS DE DISEÑO			
DIÁMETRO	4.5 PIES	ALTURA DEL LECHO	3 PIES
AREA DE FILTRACIÓN	15.9 PIES ²	LONGITUD DEL CILINDRO	6 PIES
DIMENSIONES			
MARCA	WEMCO	PRESIÓN DE DISEÑO	50 PSIG
PRESIÓN DE PRUEBA	75 PSIG	TEMP. DE OPERACIÓN	120 °F
PRESIÓN DE OPERACIÓN	30 PSIG	PESO VACIO	1.11 TONELADAS
FLUJO DE SERVICIO	175 GPM	FLUJO RETROLAVADO	159 GPM
RATA DE FILTRACIÓN	11 GPM / PIE ²		
DIÁMETRO DE TUBERÍAS Y VÁLVULAS			
SERVICIO	3"	LAVADO	3"
ENJUAGUE	1.1/2"	DRENAJE INFERIOR	2"
DESAIRE	1/4"	ALIVIO	1/2" X 3/4"
GAS	1"		
MEDIO FILTRANTE: CASCARA DE NUEZ			
CANTIDAD	42 BULTOS	ESPESOR DE CAPA	36"
ACCESORIOS Y MATERIALES			
MATERIAL DEL CILINDRO: LAMINA DE ACERO AL CARBONO S-A 283 GRADO C. ESPESOR 1/4"			
SOPORTE DEL TANQUE: CUATRO SOPORTES ELABORADOS EN ANGULO CON ESFUERZO Y PLANCHA AL PISO PARA REPARTICIÓN DE LA CARGA SOBRE LA BASE DE CONCRETO			
BOCAS DE INSPECCION: 1 MANHOLE CIRCULAR DE 16" EN LA TAPA SUPERIOR. 1 MANHOLE CIRCULAR DE 20" EN EL CILINDRO			
PINTURA INTERIOR: EPÓXICA CON DOS CAPAS DE 8 MILS C/U			
PINTURA EXTERIOR: PINTURA ANTICORROSIVA ALQUÍDICA CON ESPESOR DE 2 MILS. PINTURA DE PRESENTACIÓN CON DOS CAPAS DE 2 MILS C/U			
TUBERÍAS	EXTERNAS: ACERO CARBONO SCH 40		
	INTERNAS: DISTRIBUIDOR CENTRAL EN ACERO INOXIDABLE SCH 40 Y LATERALES EN PVC		
ACCESORIOS EXTERNOS: ACERO CARBONO SCH 40			
ACCESORIOS INTERNOS: BOQUILLAS PLÁSTICAS PARA EL COLECTOR			
VÁLVULAS	SERVICIO Y RETROLAVADO: TIPO MARIPOSA		
	ENJUAGUE: TIPO BOLA		
	DESAIRE: TIPO COMPUERTA		
	ENTRADA DE GAS: TIPO BOLA		

Tabla No.14 Especificaciones Filtro Wemco - Cáscara de Nuez.

TANQUE DE CABEZA: Es un tanque de capacidad suficiente para almacenar el agua proveniente del filtro cáscara de nuez; su objetivo es el de proporcionar cabeza a las bombas que llevan el agua hacia los tanques localizados en las islas de inyección. El TA-65-004 es un tanque atmosférico, recto y de fondo circular, con una capacidad de 1600 Bls. Posee un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua (alto nivel), apagando las bombas de transferencia.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Capacidad (BLS)	1600
Presión de Diseño	Atmosférica
Temperatura de Diseño (°F)	200
Presión de inclinación	Atmosférica
Temperatura de inclinación (°F)	120
Entradas	1
Salidas	1
Drenajes	1
Diámetro (ft)	25
Altura (ft)	18
Número de Anillos	3
Altura de Anillos (ft)	6
inclinación Techo	210°
Materiales Lámina	A – 283 – C/A – 36
Estructura Interna	A – 36

Tabla No.15 Especificaciones del tanque de cabeza

DECANTADOR: Esta diseñado para un caudal máximo de 500 gpm y opera a una temperatura de 120°F; en ésta vasija cónica, el agua con los sólidos procedentes del filtro en el retrolavado es enviada a los lechos de secado donde se separa el agua aceitosa la cual es reciclada al proceso (Gun Barrel).

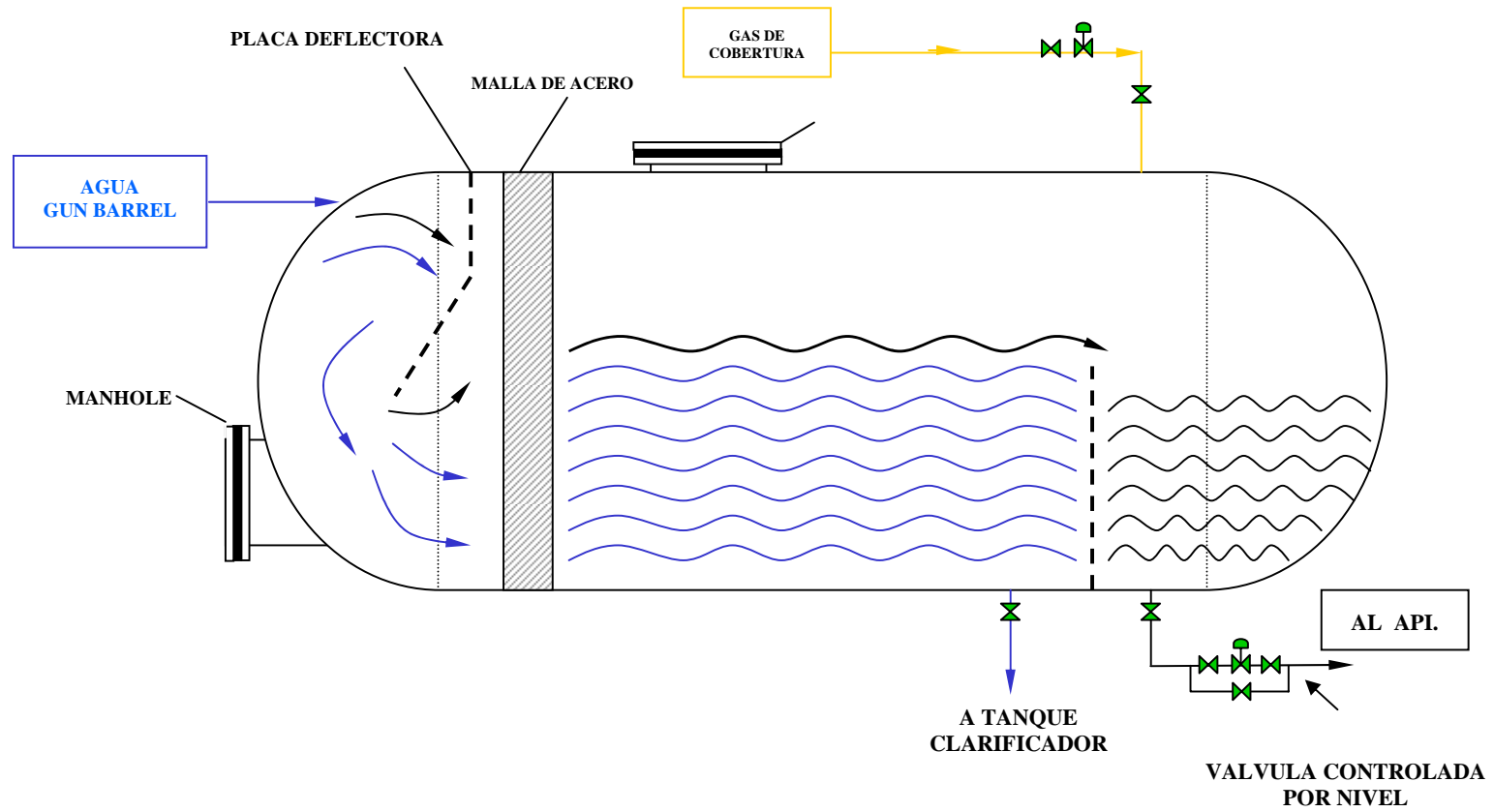
BOMBAS DE TRANSFERENCIA: Estas bombas tienen como objeto transferir el agua desde el tanque clarificador al Filtro y del tanque de agua clarificada hasta los tanques localizados en las islas de inyección. Son 4 unidades y cada una cuenta con un motor eléctrico de 50 HP, que impulsa una bomba Centrífuga.

2.3 DESCRIPCIÓN DE ANOMALÍAS EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

2.3.1 TK Desnatador

ELEMENTO	ANOMALÍA	CONSECUENCIA	RECOMENDACIONES
Indicadores de nivel.	Descalibrados.	Dificultad para hacer seguimiento a los niveles de fluido en los compartimientos.	Recalibrar los indicadores
Automático de las bombas.	Setting 2" por encima de la platina.	Con el operador de agua se le realizó seguimiento a la vasija y se encontró que alcanza a llenarse el rebose antes de que se accionen las bombas.	Realizar una medición directa y a partir de ella establecer el nuevo setting.
Platina de choque	Se desconoce su existencia.	Al no existir, se generara turbulencia en la descarga y dificulta la separación de las fases.	Verificación en el plano y diseño interno del TK, así como revisión directa, para detectar la presencia de la platina de choque.
Capacidad de manejo de fuidos.	Insuficiente para condiciones futuras.	El Desnatador fue diseñado para manejar 5000 BFD, y según la tendencia de producción de agua, a finales del presente año será insuficiente.	Ampliar la capacidad, rediseñando el TK. O el sistema.
Válvula de alivio para gas.	Cuando hay alto nivel, desaloja líquido.	Cada vez que se presenta alto nivel, se generan regueros.	Adaptar un cuello de ganso a la salida de la válvula del sistema de gas hacia el canal de drenaje del API.

Figura 9. Esquema general del tanque Desnatador



Fuente: Revisión directa del autor con el operador de agua de la Estación.

2.3.2 TK Clarificador

ELEMENTO	ANOMALÍA	CONSECUENCIA	RECOMENDACIONES
Indicadores de nivel.	No existe swiche por bajo nivel.	En el caso de que no se apaguen las bombas a tiempo se puede estar desocupando el TK.	Ubicar un swiche de bajo nivel entre 75%-80%, para que se apaguen las bombas y no se desocupe el TK.
Capacidad de las bombas.	Alta potencia	Manejan altos caudales generando turbulencia en el filtro Wemco.	Revisar el diseño del filtro y determinar si las bombas que se tienen no exceden las necesidades actuales de operación.
Platina de choque	Se desconoce su existencia, aunque en el plano aparece.	Al no existir, se generara turbulencia en la descarga y dificulta la separación de las fases en la vasija.	Revisar la vasija, y en determinado caso, ubicar una facilidad en el tubo de entrada del TK, sea una platina de choque o un cuello de ganso que disminuya la turbulencia
Swiche de alto nivel.	Esta por debajo del rebose.	De forma automática nunca se realiza el rebose de la nata que se alcanza a separar..	Ubicar el rebose del TK al 90% del nivel, asi como el setting del PLC, para que se pueda remover permanentemente la nata Separada.

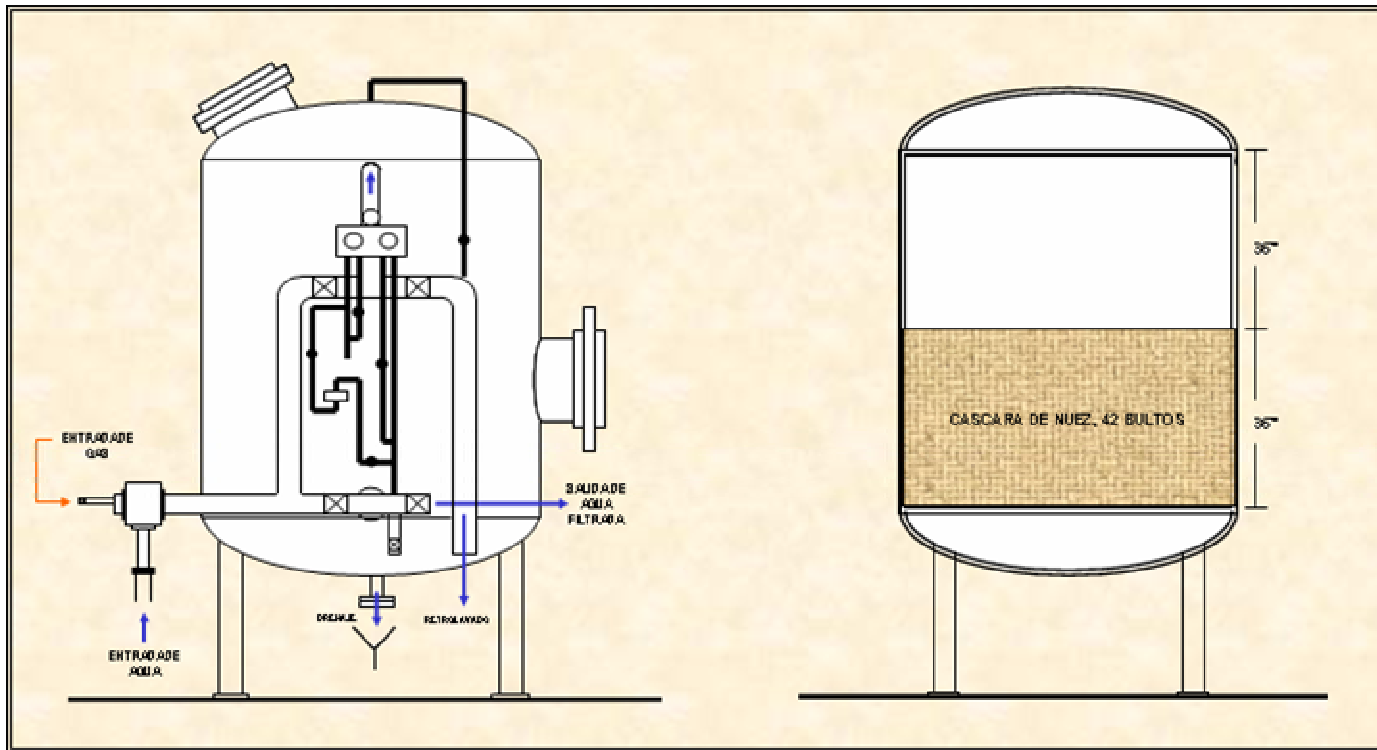
2.3.3 Filtro Wemco - cáscara de nuez

ELEMENTO	ANOMALÍA	CONSECUENCIA	RECOMENDACIONES
Medio filtrante	Ocasionalmente el agua que pasa a través de él, contiene altas cantidades de aceite (mayores a 60 ppm), por encima de las condiciones de diseño.	El lecho filtrante se esta saturando muy rápido de aceite, permitiendo el paso de aceite y parte de los sólidos en poco tiempo. Además, cuando el agua llega en buenas condiciones del TK 003 no mejora su calidad, sino que la empeora.	<p>-Disminuir la concentración de aceite proveniente del TK 003.</p> <p>-Realizar 2 retrolabados diarios del lecho filtrante, empleando agua limpia, para retirar con mayor eficiencia el aceite adherido.</p> <p>-Realizar un retrolabado mensual usando detergentes, con el fin de eliminar la grasa saturada en el lecho.</p>

2.3.4 Tanque de Cabeza

ELEMENTO	ANOMALÍA	CONSECUENCIA	RECOMENDACIONES
Anillo de rebose	No existe un anillo de rebose para la nata que alcanza a pasar a través del Filtro.	No se puede retirar la nata de aceite que se ha separado en el interior del TK, ya que aún aquí, el agua contiene trazas de aceite.	Ubicar una platina o anillo de rebose de nata a un nivel de 85%, para operarla de forma manual. De esta forma se garantizará una mayor calidad del agua de inyección.

Figura 10. Esquema general del Filtro Wemco



Fuente: Manuales de diseño del equipo.

2.4 DIAGRAMA GENERALIZADO SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

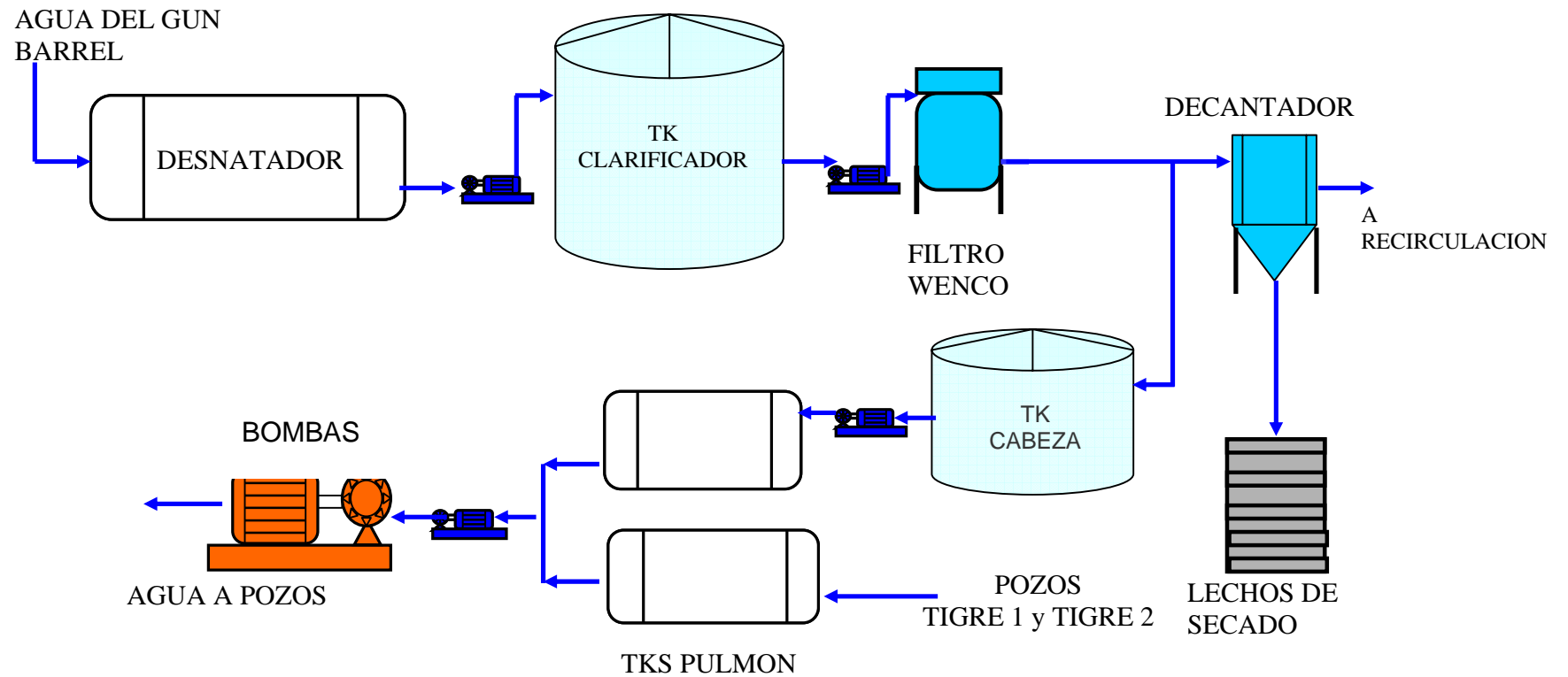


Figura 11. Diagrama generalizado del sistema de inyección de agua

Fuente: PETROBRAS.

2.5 VENTAJAS ADQUIRIDAS CON LA OPTIMIZACION

- ❖ Mayor periodo de operación del Gun Barrel.
- ❖ El diseño contempla las condiciones de operación futuras.
- ❖ Se aprovecharan las facilidades existentes.
- ❖ Mayor remoción de líquido de la fase gaseosa dentro del separador.
- ❖ Mejoramiento en la calidad del crudo y el agua de inyección.
- ❖ Se contara con la contingencia para almacenar el crudo de venta en caso de que no se pueda bombear.
- ❖ Se podrá utilizar un TK como Gun Barrel y 2 TKS como almacenadores.
- ❖ Se evitara las sanciones por el despacho de crudo por encima de las especificaciones.
- ❖ Cerrar el ciclo de la operación.

ACTIVIDADES No. 2 Y 3

SONOLOG

(TOMA DE NIVELES Y DINAGRAMAS)

**IDENTIFICACIÓN DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

3. SONOLOG E IDENTIFICACION DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El Echometer o comúnmente conocido como *Sonolog* (registro sónico) es usado para determinar el nivel de fluido dinámico o estático de los pozos (que no están produciendo por flujo natural) principalmente. Es una herramienta supremamente útil en el momento de controlar o vigilar el comportamiento de los pozos, de los sistemas de levantamiento artificial usados y optimización de producción. Esta herramienta se desarrollo alrededor de 1930 con el fin de poder controlar los pozos.

3.1 DEFINICIONES

BOMBA DE SUBSUELO: Es el mecanismo mediante el cual se lleva el fluido a superficie.

CHP: Presión del Casing o Anular.

COMPUTADOR: Controla la operación del Well Analyzer.

DINAGRAMA (DYN por sus siglas en inglés): Es un registro de cargas, sobre la barra pulida para determinar la carta en superficie del comportamiento de la bomba durante cada ciclo de bombeo y por medio de la ecuación de onda determina la carta de fondo de la bomba y la carga sobre los tramos de varilla.

EQUIPO DE SUPERFICIE: Según el pozo en el cual se está realizando el trabajo puede ser un sistema de levantamiento mediante unidad de bombeo mecánico, electrosumergible, PCP o gas lift.

EQUIPO DE FONDO: Es la sección de varillas, tubería de producción, casing, anclas y bomba de subsuelo.

ESP: Sistema de levantamiento con bomba electrosumergible.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO: Es un diagrama suministrado por el cliente en el cual se refleja como fue completado el pozo para producción.

INTERFASE: Equipo que convierte los impulsos de corriente, generados por la celda de valores de carga en libras.

MICRÓFONO: (Aparato sensitivo a los cambios de presión) Es el elemento conectado a la pistola que detecta las señales ocasionadas por el disparo, y que envía la señal a la interfase.

NIVEL DE FLUIDO: Es un registro sónico adquirido mediante una onda sonora registrada en un medio magnético o copia dura. Siendo un registro para determinar la profundidad en la cual se encuentra el nivel de fluido dentro del anular del pozo a condiciones dinámicas.

PCP: Sistema de levantamiento con bomba de cavidad progresiva.

P.I.P: Presión de entrada a la bomba (por sus siglas en inglés).

PISTOLA: Equipo accionado remotamente para generar un disparo, el cual detecta los ecos del fondo del pozo.

PRUEBA DE PRODUCCIÓN: Son pruebas que realiza el cliente en las baterías para conocer el volumen de fluidos que aporta el pozo.

PWF: Presión del fondo del pozo fluyendo.

RODDIAG: Es un software evaluación bajo ambiente Windows para realizar diagnósticos del comportamiento de la sarta de varilla, unidad de bombeo mecánico y bomba de subsuelo.

RODSTAR: Es un software de diseño bajo ambiente Windows para realizar proyecciones del comportamiento de la sarta de varillas, la unidad de bombeo mecánico, motor y bomba de subsuelo.

SOLENOIDE: Funciona como actuador, para liberar el disparo e iniciar el pulso acústico.

TRANSDUCER DE PRESIÓN Y DE TEMPERATURA: Accesorio acoplado a la pistola de disparo del Sonolog, que permite hacer lectura de presión en casing, temperatura, fluido de gas en el anular.

T W M: Total Well Management, Software que consiste en una serie de rutinas para la adquisición, análisis y presentación de datos.

UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO: Sistema de levantamiento artificial el cual viene configurado en caja reductora, estructura y mecanismo de balanceo según la necesidad del cliente.

WELL ANALIZER ECHOMETER: Es un equipo utilizado para la toma de registros de dinagramas y niveles de fluido. Consta de: Una interfase, pistola de Sonolog, celdas de carga y cables de conexión.

3.2 PRINCIPIO DE LA HERRAMIENTA

Un instrumento registra el nivel de fluido, generando una onda de energía en la superficie registrando el tiempo entre la emisión de esta onda y el regreso de su reflexión a la superficie. La energía se proporciona generalmente descargando un cartucho de salva, un delta de presión por medio de una explosión controlada o en los últimos avances una implosión teniendo en cuenta la cantidad de gas que existe libre en el anular.

Un punto importante al momento de realizar un registro, es asegurarse de que todas las juntas sean de la misma longitud aproximadamente, ya que en lugar de utilizar la velocidad en el espacio anular junto con la diferencia de tiempo entre la emisión de la sucesión de ondas y la recepción de la primera reflexión, es común determinar la profundidad del nivel de fluido por reflexiones secundarias en las juntas de la tubería.

La principal dificultad radica en que la velocidad del sonido en el medio depende de la composición, temperatura y presión del gas, las cuales no se conocen con precisión. Por otra parte las reflexiones secundarias, tienen lugar en las juntas, de modo que el registro de nivel de fluido tiene varias series de picos. Si se sabe que cada junta de la tubería de producción esta aproximadamente a 20 pies de longitud, por ejemplo, puede establecerse inmediatamente una escala de profundidad y la profundidad del registro puede leerse directamente en el registro.

Este equipo sigue el mismo principio general de funcionamiento para medir el nivel de fluido, el cual consiste (generalmente) en realizar una explosión controlada y con base en las reflexiones de la onda (las cuales se generan cada vez que se cambia de medio o cuando se encuentran reducciones en el área transversal de flujo de la onda) se determina el nivel. Más adelante entraremos más en detalle del funcionamiento de este equipo y de los procedimientos típicos a seguir.

3.3 DESCRIPCION GENERAL DEL EQUIPO USADO PARA UNA PRUEBA DE NIVEL DE FLUIDO.

El Echometer modelo M es un instrumento de canal dual, el cual posee un microprocesador amplificador/ registrador, que permite una mejor interpretación de las anomalías que se presentan en el anular ya que posee dos filtros que son usados para mejorar la señal de interpretación.

Este equipo permite una interpretación inmediata de la información obtenida en él ya que a medida que emite señal, registra. La apariencia visual de este equipo es la que vemos en la figura 20.

Figura 12. Apariencia Visual del Echometer

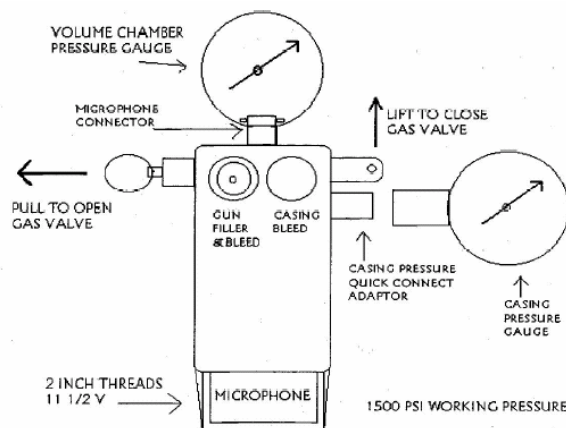


Fuente: Echometer Company, SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. .

3.3.1 La Pistola.

Este es el dispositivo que se conecta a la válvula del anular (casing valve), en este uno de los principales componentes del equipo encontramos, un medidor de presión a la cual esta cargada la pistola, la conexión para el micrófono para poder recibir la información, las conexiones para los cables del disparador electrónico y para el elemento que conduce la señal de presión del transductor al hardware para que este la transforme en información interpretable por el software del equipo, la zona de recepción de información o aquella que actúa como micrófono para recibir la información del Casing.

Figura 13. Diagrama de la pistola del Echometer



Fuente: Echometer Company, SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. .

En esta también encontramos la válvula de alivio para liberar la presión después de que la prueba ha sido realizada (este punto es muy importante en el momento de evitar accidentes o sobre-presiones en las líneas de flujo que puedan generar accidentes con graves pérdidas).

La función de este componente del equipo es básicamente la de permitir o establecer el puente entre el casing y nuestro elemento registrador, determinar las condiciones actuales del pozo (si posee mucho flujo de gas), recibe la carga de gas la cual va a ser usada para generar la onda que nos permitirá la lectura, permiten además las conexiones de todos los elementos lectores (es el puente entre el hardware del equipo y el medio real).

En la figura 22 observamos en físico el componente descrito anteriormente.

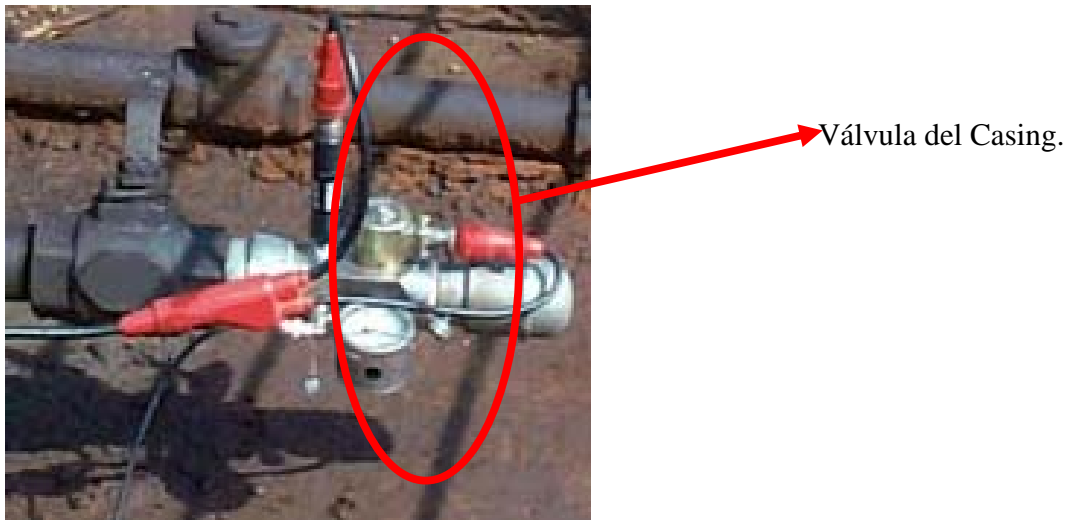
Figura 14. Fotografía de la pistola del Echometer



Fuente: Echometer Company, SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. .

En la figura mostrada a continuación observamos la forma en como esta se conecta al casing.

Figura 15. Conexión de la pistola del Echometer



Fuente: El autor.

3.3.2 El Transductor de Presión

Figura 16. Vista Real del Transductor



Fuente: Echometer Company, SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. .

Este es otro de los elementos de mayor importancia en el software. El transductor de presión utiliza una delgada película de acero inoxidable con tecnología de diafragma. Este elemento es el encargado de medir los cambios de la presión durante la prueba o para las pruebas de presión (Build up).

3.3.3 El Software

El software que utiliza el Echometer como interfase de interpretación es el TWM (Total Well Management), el cual viene provisto en el hardware de la unidad.

3.4 DESCRIPCION GENERAL DE TOMA DE NIVEL DE FLUIDO

Con el fin de dar una especie de procedimiento para realizar una prueba de nivel de fluidos se dirá lo siguiente:

Componentes Necesarios: En este termino nos referimos a los componentes necesario para la realización de la prueba de nivel y ellos son, el hardware o Well Analyzer, la pistola, el transductor de presión, los cables de comunicación entre el hardware y la pistola el cilindro donde se tiene el gas para cargar la pistola (cuando el método de realización de la prueba es explosión), dentro de los diferentes tipos de gases usados para la prueba tenemos, dióxido de carbono y nitrógeno (estos deben cumplir ciertas características, especialmente que no generen posibilidades de una explosión a gran escala).

3.4.1 Pasos básicos para la toma de un nivel de fluido

- ❖ Se inspecciona el equipo antes de salir a trabajar.
- ❖ Se revisa el vehículo (luces, pito, cinturones, batería, niveles de fluido de agua, aceite, líquido de frenos, equipo de carretera etc.).
- ❖ Se inspecciona los implementos de seguridad del vehículo para carretera. (Extintor, gato, tacos, botiquín.).
- ❖ Se llega al pozo que se ha seleccionado en el cronograma de trabajo.
- ❖ El técnico operador y el auxiliar se acondicionan con todos los elementos de seguridad necesarios para su protección (casco, guante, botas de seguridad, gafas etc.)
- ❖ Se ubica el carro de tal manera que no existan obstáculos para bajar el equipo o para la toma de la prueba; además el vehículo debe ser ubicado en una posición que el sol no este de frente a la interfase y al computador.
- ❖ En lo posible evitar ubicarlo de frente a la unidad por seguridad tanto para el equipo como para el personal.

- ❖ El equipo debe estar ubicado dentro del vehículo en un sitio de fácil acceso
Luego de esto se procede hacer las siguientes conexiones:

Interfase – cable y – pistola
Interfase – cable micrófono – pistola

Se realiza la función del 0 del transducer de la siguiente manera:

- ❖ En el menú principal se ubica la ventana Setup.
- ❖ Se confirma que los 6 coeficientes escritos para el transducer sean los correctos.
- ❖ Se da F1 para realizar el 0. El valor que da el software para un buen registro es entre – 100 y 100 si el valor del 0 dio en este rango se puede realizar la prueba; de lo contrario se debe realizar las conexiones o pistola.
- ❖ Luego de haber realizado el 0 del transducer se va al menú y se ubica en el menú de Sonolog y allí ubica el pozo a tomar la prueba y se da “entrar”.
- ❖ Estando ya en la pantalla del “well file” del pozo se llevan a cabo los cambios de PT, fecha.
- ❖ Luego de los cambios se oprime F1 y el software mostrara un cuadro de ruido y la P. Casing.
- ❖ Cargue la pistola.

Figura 17. Cargar la pistola



Fuente: Echometer Company, SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. .

- ❖ Se hace el disparo desde el computador; oprimiendo la tecla “entrar”.
- ❖ Luego de tomado el nivel de fluido se filtra con la tecla F10.

La amplitud de la señal se aumenta o disminuye para dar claridad y poder visualizar mejor el registro.

- ❖ Se desplaza el cursor hasta donde se cree se encuentra en nivel de fluido.
- ❖ Luego de localizado el nivel de fluido el software lo calcula automáticamente.

En este momento en la pantalla se observa:

- ❖ Registro desde el disparo hasta el nivel del fluido.
- ❖ El zoom aumentado del punto donde se encuentra el nivel del fluido.
- ❖ La velocidad de cálculo del nivel del fluido.
- ❖ Un menú de funciones para visualizar otros datos y gráficos.

Una vez confirmada la información se graba oprimiendo “escape” y “F1”

- ❖ Se cierra la válvula del anular donde se conecto el disparador; se alivia la presión dentro del disparador.
- ❖ Se desconecta los cables del disparador y se recogen.
- ❖ Se desconecta el disparador de la línea de anular.
- ❖ Se abren las líneas que se hayan cerrado para la toma del registro, y se verifica que le pozo quede en las mismas condiciones en que se encontró.

3.4.2 Los datos obtenidos mediante la Prueba de Nivel de Fluido son:

Directas

- ❖ Determinar el tope de la columna de líquido en el anular.
- ❖ Temperatura en superficie del fluido.
- ❖ Presión del revestimiento en superficie.
- ❖ Flujo de gas por el espacio anular.

Indirectas

- ❖ Porcentaje de líquido en la columna.
- ❖ Presión de entrada a la bomba (PIP).
- ❖ Presión a cualquier punto por debajo del nivel.
- ❖ Total de líquido por encima de la entrada de la bomba.
- ❖ Cálculo del índice de productividad relativo (IPR) de los pozos, empleando el método de Vogel por medio de pruebas de restauración de presión (Build up).
- ❖ Cálculo de frecuencia del ruido por segundo en el espacio anular.
- ❖ Corrija presión en fondo para pozos desviados.

3.5 TOMA DE UN DINAGRAMA

El método de levantamiento artificial mas utilizado en el mundo es el Bombeo mecánico, por economía, simplicidad, historia, eficiencia, durabilidad etc. En Colombia muchos campos cuentan con este tipo de levantamiento.

Para el control y seguimiento del funcionamiento de las unidades de bombeo mecánico se utiliza entre otras el análisis de cartas de Dinagramas.

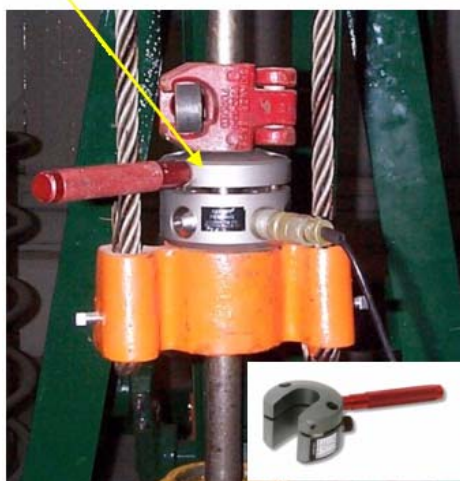
La toma de Dinagramas es efectuada con dos equipos, el Delta X y el Echometer, siendo este último el más utilizado. Por tal razón a continuación se mostrará el procedimiento operativo para la toma de Dinagramas con el equipo Echometer.

3.6 PARTES DEL EQUIPO DE DINAGRAMAS

3.6.1 Transductor de carga

Para la obtención de los esfuerzos nos valemos de la diferencia de voltaje que se genera al colocar bajo presión el metal, este voltaje es registrado y convertido en peso por el software.

Figura 18. Transductor de carga
TRANSDUCTOR DE CARGA



Fuente: Echometer Company.

Gracias al desarrollo de la tecnología, con esta celda obtenemos una medida exacta y precisa de la carga. Además no hay necesidad de colocar un medidor de carrera ya que la celda cuenta con un sensor de aceleraciones que le permite al software TWM calcular la posición y velocidad de la barra lisa.

Figura 19. Posición del medidor de Aceleración

En la celda hay incorporado un medidor de aceleración. al procesar los datos obtenemos la posición del ciclo y la velocidad de la celda. por lo que no se requiere un medidor de carrera, facilitando el mantenimiento y la operación.



Fuente: Echometer Company.

3.6.2 Echometer

El echometer está conformado por los cables de transmisión de datos, el computador personal, y el “Well Analyzer” que se describió anteriormente.

3.6.3 Grapa

Como se puede apreciar en la siguiente figura, se necesita de una grapa auxiliar para separar el carrier Bar de la grapa fija. El espacio ofrecido por esto es donde se colocará la celda.

Figura 20. Posición de la grapa auxiliar



Fuente: El autor.

Ya vistos los elementos principales para la toma de Dinagrama seguimos con el procedimiento operativo.

3.7 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE DINAGRAMAS

- ❖ Cuidadosamente, colocar la unidad en el ciclo de bajada para la separación del carrier bar de la grapa fija. Por razones de seguridad la unidad debe estar frenada y el motor apagado, de ser eléctrico o colocado el embrague al ser de combustión interna.

Figura 21. Unidad preparada para la toma de Dinagramas



Fuente: El autor.

- ❖ Ajustar entre el stuffing box y el carrier bar la grapa auxiliar dejando un espacio mayor a la altura de la celda. Con mucho cuidado en el espacio dejado se coloca la celda.

Esta es la operación más delicada pues debido a la configuración del equipo las manos del operador quedan expuestas al peso de toda la sarta al quedar presionado el transductor entre los elementos separados.

Por tal razón es recomendable que NUNCA se coloquen las manos entre el carrier bar y la grapa fija.

Figura 22. Colocación de la celda



Fuente: El autor.

- ❖ Retirar la grapa auxiliar. Conectar todos los componentes del equipo e iniciar el funcionamiento de la unidad. Esperar mínimo cinco minutos para la estabilización del pozo.
- ❖ Seguidamente empezar con la adquisición de la información. Posteriormente trataremos este punto.
- ❖ Si es requerido continuar con la prueba de válvulas se realiza. Mas adelante describiremos el procedimiento de la prueba de válvulas.
- ❖ Generalmente en la misma prueba de Dinagramas se realiza la prueba de integridad de válvulas.
- ❖ Para retirar la celda, colocamos de nuevo la grapa auxiliar debajo del carie bar y lo separamos de la celda. Por ultimo quitamos la grapa auxiliar.

Nota: en cada uno de los pasos está implícito las normas y requerimientos de seguridad.

3.7.1 procedimiento para la toma de prueba de integridad de válvulas

El objetivo principal de esta prueba es establecer en qué condiciones se encuentran las válvulas cheques de la bomba, es decir la válvula fija y la válvula viajera.

Con la prueba de válvulas podemos conocer cuanto es el escurrimiento de la válvula viajera, condiciones del barril de la bomba, fugas en tubería de producción etc.

A continuación se describe el procedimiento para la toma de prueba de válvulas.

- ❖ Ya colocada la celda entre la grapa fija y el carrier bar. Paramos la unidad en la máxima posición de la carrera ascendente y mantenemos el freno y así medir la carga soportada en ese momento. Si la carga es constante no hay escurrimiento por la válvula viajera, por el contrario mientras más inclinada la pendiente de la grafica mayor escurrimiento.

Figura 23. Posición de la unidad para verificación de la válvula viajera

Paramos la unidad en la máxima carrera ascendente, y mantenemos esta posición estática mientras se mide la carga soportada.



Fuente: Echometer company.

Cuando la unidad es parada en la carrera ascendente la válvula viajera se cierra y la fija se abre. La presión estática por encima y por debajo de la válvula fija son iguales. La carga registrada en la prueba de la válvula viajera es el peso de la sarta de varillas boyando en el fluido mas la diferencia de carga sobre el plunger.

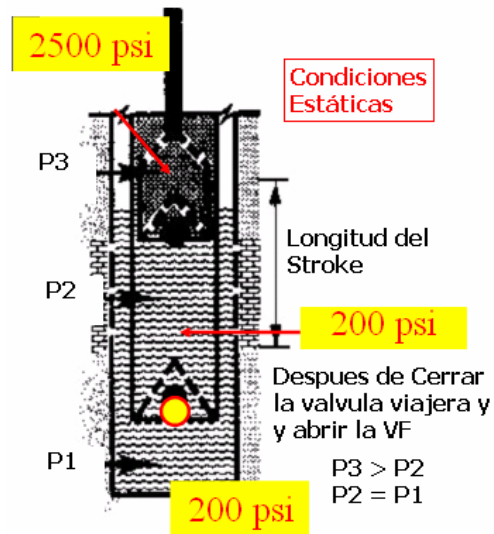


Figura 24. Carga constante sobre la unidad

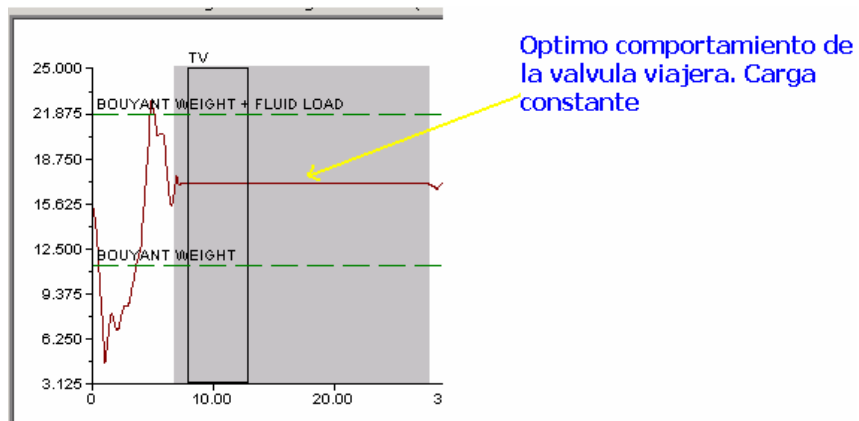


Figura 25. Perdida de carga a través de la válvula viajera



Fuente: Echometer company.

Completada la prueba a la válvula viajera proseguimos con la Válvula fija.

- ❖ Colocamos la unidad en la mínima posición de la carrera descendente manteniendo la unidad frenada y así brindar a la válvula fija el tiempo necesario para apreciar el comportamiento de la carga, si esta es constante la válvula está en óptimas condiciones, si por el contrario la carga aumenta hay entrada de fluido por la válvula fija.

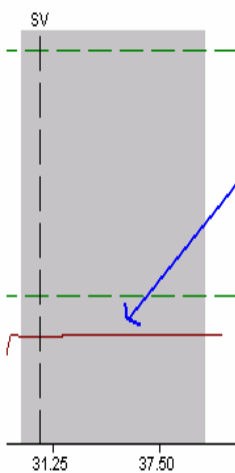
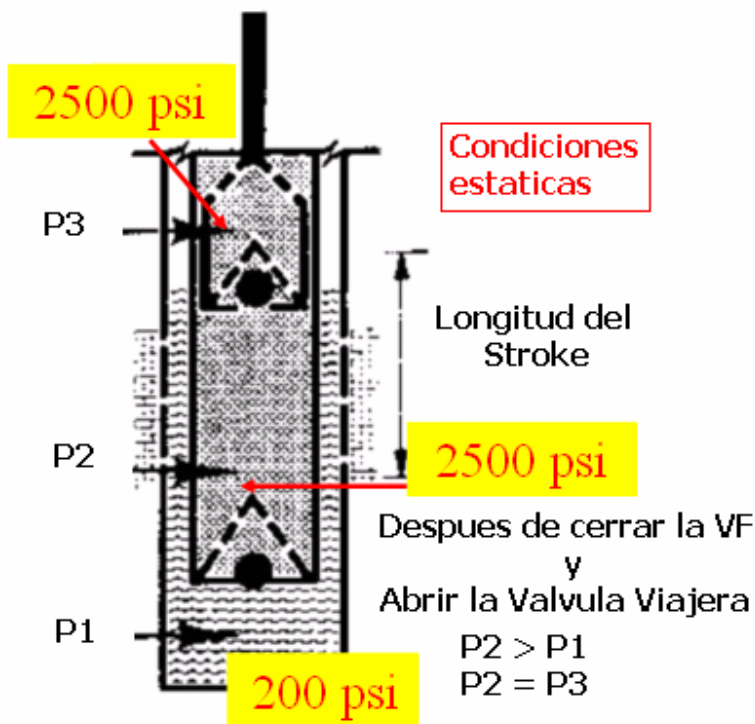
Figura 26. Posición de la unidad para verificación de la válvula fija



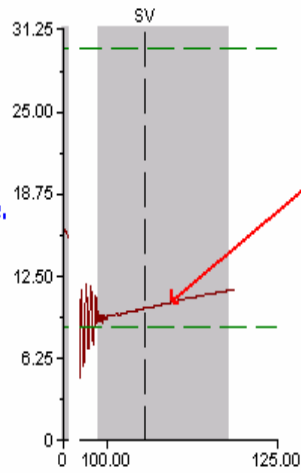
Fuente: Echometer company.

Cuando el ciclo de bombeo es detenido en la carrera descendente la válvula viajera es abierta y la fija es cerrada, siendo la presión estática en el plunger igual a la presión en la válvula fija.

Por lo que la carga registrada es el peso de la sarta de varillas boyando en el fluido.



comportamiento
optimo de la valvula
fija. Carga constante.



Mal comportamiento
de la valvula fija.
Ganancia de carga a
través del tiempo

Figura 27. Carga constante sobre la unidad
Figura 28. Ganancia de carga a través de la VF

Fuente: Echometer company.

A continuación mencionaremos algunos problemas que se pueden presentar con el funcionamiento de las válvulas.

3.7.2 Fuga en la válvula viajera

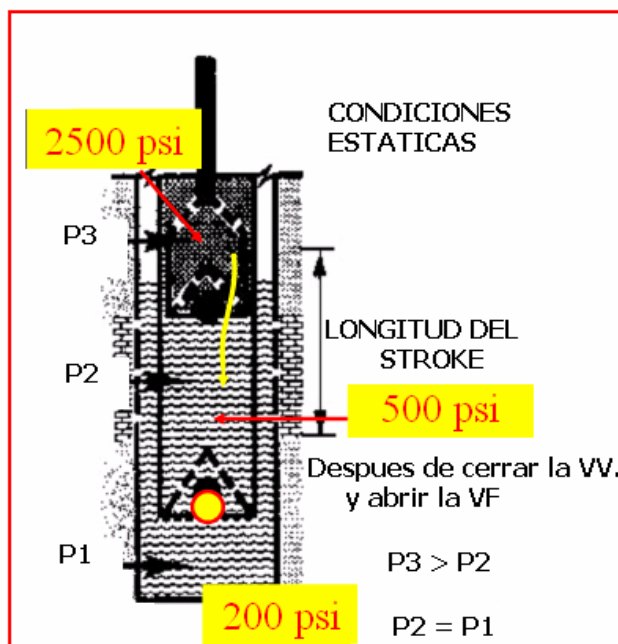
La rata de escurrimiento indica los cambios de la carga en la varilla debido a la diferencia de presiones a través del plunger.

El líquido escurrido pasa a través de la válvula y/o del plunger al barril incrementando la presión en este, por lo que la presión disminuye en el plunger, como resultado la carga en la bomba decrece y por consiguiente la carga es sobre la sarta.

Los posibles problemas demuestran este comportamiento son los siguientes:

- ❖ Barril o plunger en mal estado,
- ❖ Bola de la válvula picada o cortada
- ❖ Fuga en la tubería de producción, o
- ❖ Ausencia de flujo del fluido.

Figura 29. Fuga a través de la válvula viajera



Fuente: Echometer company.

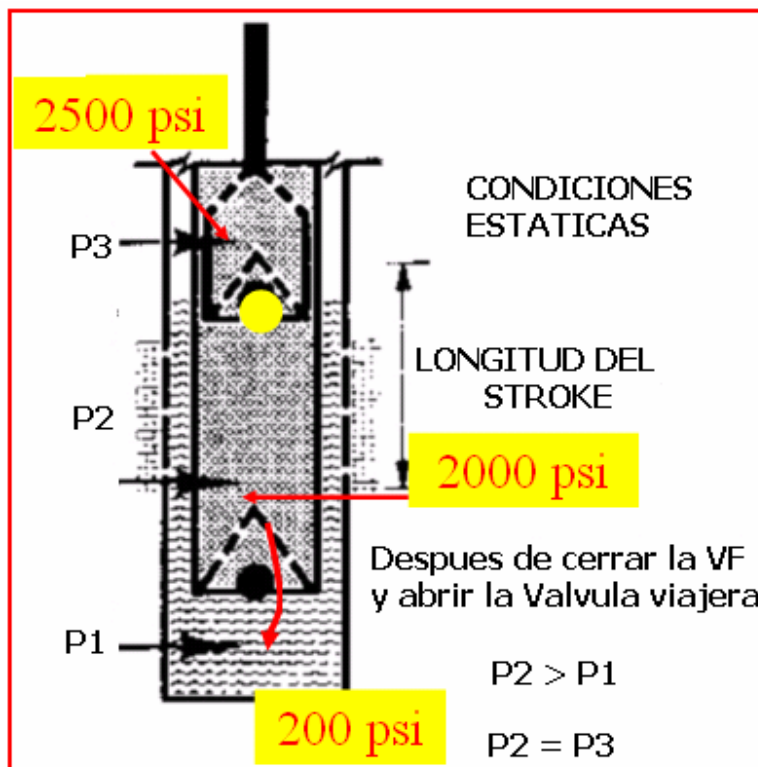
3.7.3 Fuga en la válvula fija

El fluido pasa a través de la válvula fija saliendo del barril haciendo que la presión en el barril disminuya. El escurrimiento causa un incremento de la presión en el plunger. Dando como resultado un aumento de la carga en la bomba y en la carga de las varillas.

Las causas de este comportamiento pueden ser:

- ❖ La bola de la válvula picada.
- ❖ El asiento cortado.
- ❖ Una alguna fractura en el fondo de la bomba, o
- ❖ Daños en las partes de ésta.

Figura 30. Fuga a través de la válvula fija



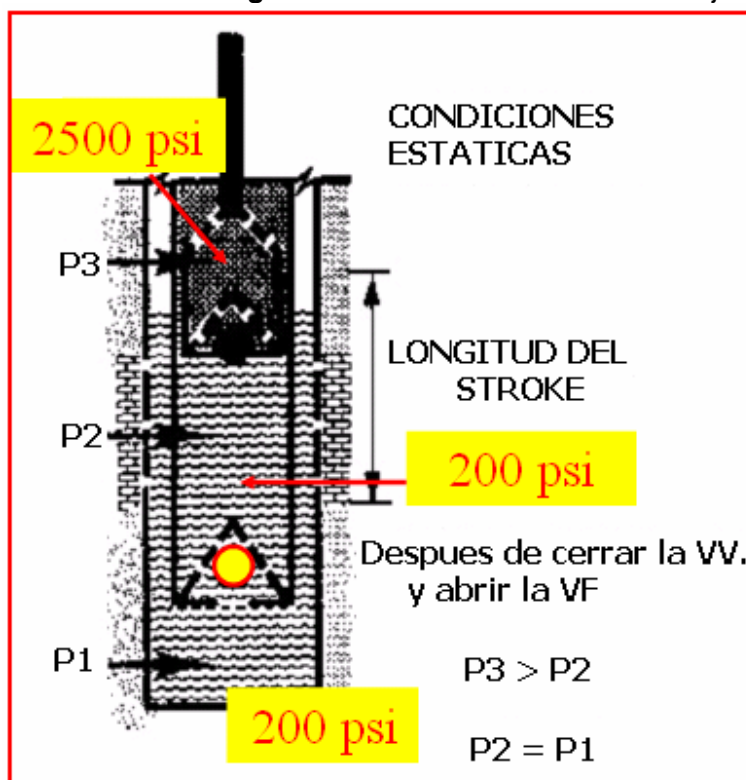
Fuente: Echometer company.

3.7.4 Carga registrada en la válvula viajera pero no en la fija

En algunas ocasiones la válvula viajera y la fija presentan la misma carga, cuando la carga en la válvula fija se aproxima o es similar a la viajera puede deberse a:

- ❖ Daño severo en la VF.
- ❖ La Bomba fue bloqueada por gas, donde $P3 > P2 > P1$.
- ❖ La válvula fija se quedó pegada cuando abrió.
- ❖ El nivel de fluido está por debajo del Intake de la bomba.
- ❖ Hay una particularidad en el comportamiento de la compresión del gas.

Figura 31. Problemas con la válvula fija



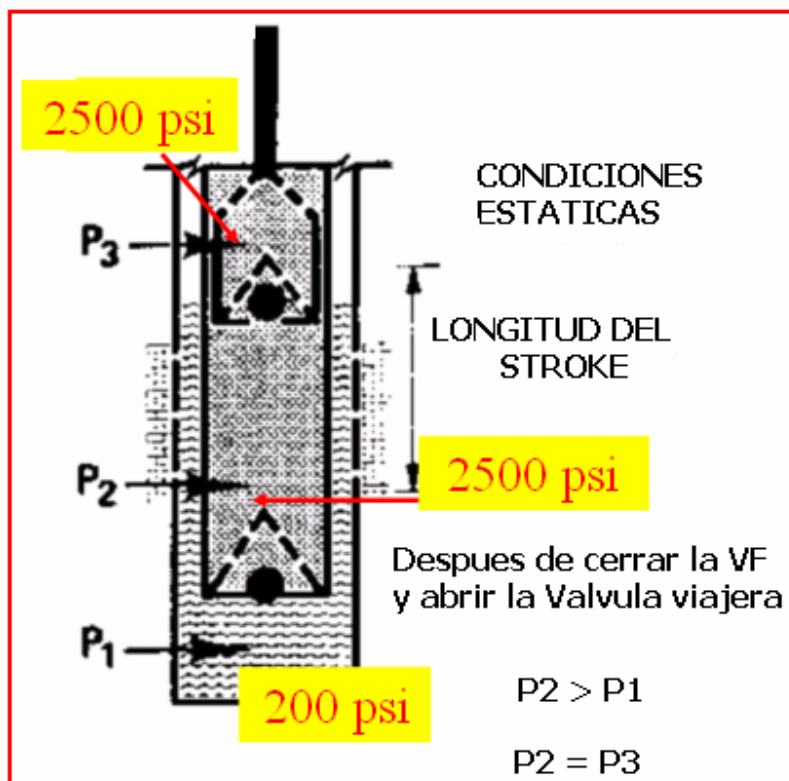
Fuente: Echometer company.

3.7.5 Carga en la válvula fija pero no en la viajera

Si al realizar la prueba se registran las cargas similares, es posible tener en cuenta las siguientes causas:

- ❖ Completamente dañados el plunger/barril o la válvula viajera.
- ❖ La válvula viajera se quedó pegada cuando abrió.
- ❖ Varilla rota o bomba partida.
- ❖ Flujo a través de la bomba y ambas válvulas abiertas.

Figura 32. Problemas con la válvula viajera



Fuente: Echometer company.

3.8 INSPECCION RUTINARIA

Es la revisión que se hace al equipo previamente y antes de salir a prestar un servicio, debe hacerse en la ciudad de Neiva y busca establecer los posibles inconvenientes operacionales que presente el equipo. Se deben reportar los inconvenientes si se presentaran y las acciones tomadas. Esta inspección la realizan los técnicos designados para realizar el servicio.

3.8 INSPECCION MENSUAL

Es la revisión mensual programada en la cual se revisa detenidamente el equipo en su totalidad y con la cual se busca encontrar posibles averías o daños que puedan afectar el servicio en un futuro. La realizan los técnicos de turno y deberán diligenciar el formato (FDO-16) registro de inspección de equipo y herramienta y reportarlo al gerente o su asistente para el debido conocimiento y posterior archivo.

3.9 FRECUENCIA DE LA TOMA DE DATOS

Esta actividad se lleva a cabo cuando:

- ❖ Un pozo es puesto en producción después de haber sido completado.
- ❖ Luego de haberse realizado algún workover, por cambio de bomba, aislamiento o cañoneo de nuevos intervalos.
- ❖ Después de haber realizado cambios de frecuencia al equipo electrosumergible.
- ❖ Por sospecha de mal funcionamiento en el sistema de levantamiento.
- ❖ Periódicamente para evaluar el comportamiento del equipo y del pozo.

3.10 RECURSOS NECESARIOS

3.10.1 PERSONAL

El personal capacitado y certificado para realizar esta operación son los operadores 1A de los Campos Yaguará y Río Ceibas y técnicos de Sonolog de SERVICIOS ASOCIADOS LTDA.

3.10.2 Equipos

- ❖ Equipo Analizador de pozo,
- ❖ Computador con el software TWM
- ❖ Sensor y accionador
- ❖ Botella de Nitrógeno
- ❖ Transductor de presión
- ❖ Manómetro

3.10.3 Herramientas

- ❖ Llave expansiva de 12"
- ❖ Llave para tubo de 24'
- ❖ Codo y niple de 2"
- ❖ Cable para micrófono
- ❖ Cables en Y

3.10.4 Elementos de protección

Casco, botas de seguridad, guantes y gafas de seguridad.

3.10.5 Normas de seguridad

- ❖ Durante el desarrollo de la actividad está prohibido FUMAR.
- ❖ El personal entrenado para ello debe aplicar el procedimiento aprobado, verificando que el orden en la manipulación de válvulas sea el adecuado.
- ❖ Debe tenerse cuidado en el manejo del cilindro, pues este contiene Nitrógeno alta presión, lo cual hace que la operación deba realizarse correctamente y con mucha precaución.
- ❖ El buen acople que se haga del sensor tanto al sonolog como a la cabeza de disparo, hace que la toma del nivel de fluido se haga correctamente.
- ❖ Tener en cuenta que la presión observada en el manómetro sea 100 psi por encima de la presión que se maneja en el pozo, ya que si es por debajo el equipo no registra.

ACTIVIDADES No. 4 y 5

**OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE FACILIDADES DE
SUPERFICIE**

ROTACION POR LOS DIFERENTES CAMPOS

4. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

Sin duda, el desarrollo de nuevas tecnologías ha marcado sensiblemente la actualidad industrial mundial. En los últimos años, la industria mecánica se ha visto bajo la influencia determinante de la electrónica, la automática y las telecomunicaciones, exigiendo mayor preparación en el personal, no sólo desde el punto de vista de la operación de los equipos, sino desde el punto de vista del mantenimiento industrial.

Esto implica que se tengan en cuenta los sistemas instalados en las estaciones de producción, a través de una serie de procesos controlados por medio de sistemas automatizados y semiautomatizados, representados por máquinas y equipos programados de acuerdo a las necesidades de la producción. Razón por la que se realizó un seguimiento a las actividades programadas de operación y mantenimiento al sistema de motocompresores de gas, con el objetivo de crear un ambiente de confianza operacional basado en el mantenimiento de clase mundial, que se puede utilizar como referencia en los demás sistemas que integran las estaciones de producción.

Actividad que tendrá un gran valor agregado en las futuras operaciones realizadas por SERVICIOS ASOCIADOS LTDA.

4.1 DEFINICIONES

AISLAMIENTO ELÉCTRICO: Separar, aislar una máquina o equipo del sistema eléctrico o de generación eléctrica.

AISLAMIENTO MECÁNICO: Separar o aislar una máquina o equipo del sistema de producción.

EQUIPO CRÍTICO: Equipo que es vital para los procesos operacionales. Una falla de estos equipos puede afectar la continuidad operacional, generar pérdidas de producción e incrementar los costos de operación. Los compresores de Gas-Lift son críticos en las operaciones de PETROBRAS UN-COL DPSU.

MANTENIMIENTO: Actividades de conservación y administración de los equipos instalados de tal forma que siempre operen dentro sus parámetros originales de diseño y con un alto grado de confiabilidad.

MANTENIMIENTO MECÁNICO: Acción de mantener o sostener un mecanismo, maquina o equipo.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO: Mantenimiento basado fundamentalmente en detectar una falla antes de que suceda, para dar tiempo a corregirla sin perjuicios al servicio, ni detención de la producción, etc. Estos controles pueden llevarse a cabo de forma periódica o continua, en función de tipos de equipo, sistema productivo, etc.

Para ello, se usan para ello instrumentos de diagnóstico, aparatos y pruebas no destructivas, como análisis de lubricantes, comprobaciones de temperatura de equipos eléctricos, etc.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO: Es el trabajo llevado a cabo para evitar una avería, basado en la identificación de fallas. Básicamente es una inspección periódica para determinar las necesidades del equipo antes de que se deteriore gravemente. Operación y mantenimiento de las facilidades de superficie en las Estaciones de Producción del DPSU: Separadores de Producción, Tratador Térmico, TK Gun Barrel, Bombas de inyección de agua, Motores a Gas y Eléctricos, Generadores eléctricos, compresores de gas y Bombas de Oleoducto.

MOTOCOMPRESOR DE GAS-LIFT: Conjunto conformado por un motor de combustión interna de gas natural acoplado a una maquina compuesta de varios cilindros y pistones que cumplen con la función de aumentar la presión al gas de formación proveniente de los pozos, con el propósito de re-inyectarlo a alta presión nuevamente a los pozos productores de crudo y almacenadores de gas.

MOTOR: Conjunto de componentes diseñado para desarrollar la potencia necesaria para impulsar a un compresor, generador o bomba a una velocidad constante bajo parámetros de operación controlados.

OVERHAUL: Mantenimiento mayor que se ejecuta a un equipo, dependiendo de las horas de operación en condiciones normales de funcionamiento. **Ver anexo 13**

SAP- Modulo PM: Software especializado para la administración de las actividades de mantenimiento utilizado por PETROBRAS UN-COL DPSU.

4.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE MOTOCOMPRESORES DE GAS LIFT

Los compresores tienen la función de aumentar la presión del gas de 30 Psig hasta 1300 Psig, para ser utilizado como energía suplementaria en el levantamiento artificial de los pozos productores de aceite con sistema de gas lift, para su almacenamiento y venta. Razón por la que se consideran críticos y se tomarán como referencia para la investigación.

Figura 33. Unidad compresora de gas



Fuente: El autor

Los cilindros compresores de cada máquina son de desplazamiento positivo, alternativo de pistón de doble efecto. Tiene válvulas de succión y de descarga localizadas adelante y atrás del pistón para permitir la succión y la descarga del gas en forma alterna y simultánea. Este movimiento alternativo ocasiona fluctuaciones o pulsaciones de la presión del gas por lo cual es necesario que los cilindros dispongan de mecanismos (botellas) que amortigüen las pulsaciones tanto en la succión como en la descarga.

Como resultado de la compresión, además de aumentar la presión, también se incrementa la temperatura del gas. El número de etapas de compresión, evita que se presenten incrementos exagerados que ocurrirían si la compresión tuviera lugar en una sola etapa. *Ver Anexo 10* (primera etapa de compresión).

Los compresores de gas en las estaciones Los Mangos y Río Ceibas que comprenden el DPSU tienen 3 etapas de compresión; la primera etapa succiona entre 20 y 30 Psig y descarga entre 150 y 170 Psig; la segunda etapa succiona entre

150 y 170 Psig y descarga entre 400 y 450 Psig y la tercera etapa succiona entre 400 y 450 Psig y descarga entre 1200 y 1300 Psig.

La operación de compresión se lleva a cabo en un cilindro compresor de doble efecto; el cilindro recibe y descarga gas por ambos extremos. En la práctica el modo de acción doble es el más utilizado a causa de su eficiencia y conveniencia tanto mecánica como operacional. **Ver Anexo 11** (*Método de acción doble*).

4.2.1 Sistema de compresión de gas campo Río Ceibas

El gas manejado por los compresores es utilizado para el sistema de levantamiento artificial de los pozos y para almacenamiento.

Para el monitoreo diario de los pozos y del volumen comprimido de gas en la estación, se cuenta con registradores de flujo y presión de cuatro elementos, instalados en la cabeza de los pozos y en la línea de descarga de los compresores, los cuales permiten un registro continuo de las condiciones de presión de tubing y casing de cada pozo, así como la presión y volumen de gas inyectado.

El sistema de compresión del campo Río Ceibas lo componen actualmente dos tipos de máquinas compresoras accionadas por motores de combustión a gas:

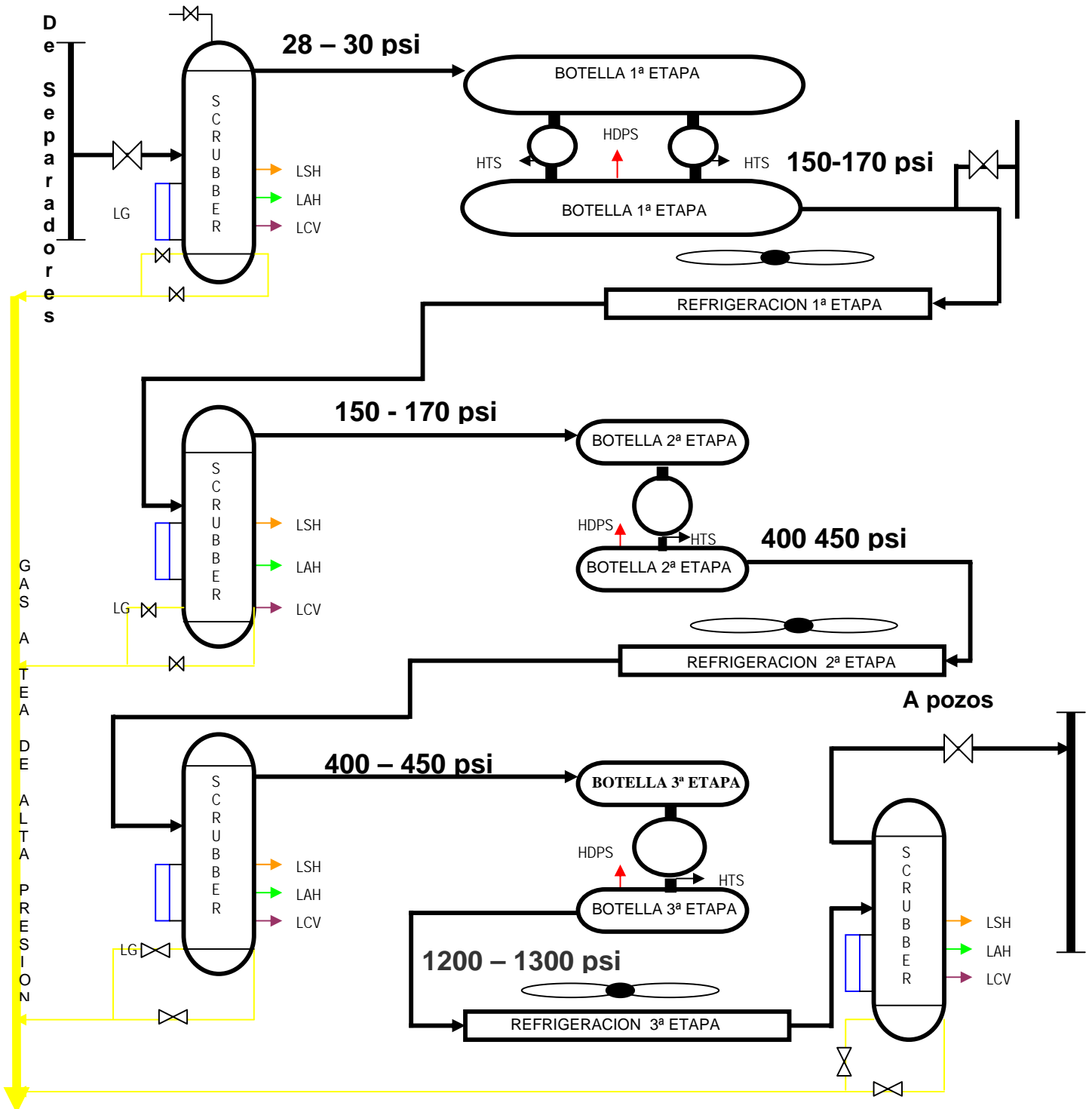
Compresor # 2:

Motor marca “*Waukesha*”, modelo L-5108-GSI de 12 cilindros en V que acciona un compresor marca “*Dresser Rand (Worthington)*” de 3 etapas de compresión conformada por 3 cilindros: los cilindros de la 1ª y 2ª etapa tienen 4 válvulas de succión y 4 válvulas de descarga; y el cilindro de la 3ª etapa tiene únicamente 2 válvulas de succión y dos válvulas de descarga. Tiene una capacidad de compresión de 3.5 MMPCSD a una presión de descarga de 980 Psig. Actualmente este compresor se encuentra como contingencia en el caso de que se presente una falla en el compresor 3 ó 5.

Compresores # 1, 3 ,4 y 5.

Motores marca “*Waukesha*”, modelo P-9390–GSI de 16 cilindros en V, turbo-alimentados, los cuales accionan los compresores marca “*Ariel*” modelo JGK-4 de 3 etapas, conformados por 4 cilindros: 2 en la 1ª y 2ª etapa y 1 en la 3ª etapa. Tienen una capacidad de compresión de 5,5 MMSCFD a 28 Psig descargando a una presión de 1300 Psig. Actualmente se encuentran operando en línea.

Figura 34. Diagrama de flujo de un compresor de 3 etapas



Fuente: PETROBRAS

4.3 OPERACIÓN DE MÁQUINAS COMPRESORAS

Los chequeos rutinarios se realizan con el objetivo de verificar la integridad de los equipos compresores.

4.3.1 Chequeos rutinarios de operación

Se realizan en una lista de chequeo dos veces durante cada turno de 12 horas (cada 6 horas).

- ❖ Si el compresor está provisto de un medidor de flujo, verificar que la máquina esté manejando la cantidad correcta.
- ❖ Verificar que la presión de succión y descarga estén dentro del intervalo apropiado.
- ❖ Verificar las temperaturas en los respectivos termómetros en la succión y en la descarga de cada etapa.
- ❖ Tomar la temperatura de las válvulas de los cilindros para detectar puntos calientes o indicadores de válvulas con escapes.
- ❖ Escuchar cambios de sonidos o en el nivel de ruido de la máquina.
- ❖ Verificar el sistema de enfriamiento para asegurarse que el flujo de agua este normal por las camisas de enfriamiento.
- ❖ Verificar el funcionamiento de los lubricadores para asegurarse que el aceite lubricante fluya a los puntos de inyección del cilindro y empaquetadura.
- ❖ Buscar puntos calientes en la empaquetadura.
- ❖ Verificar que no existan escapes de gas por la empaquetadura.

4.3.2 Guía rápida de diagnóstico

Se recomienda realizar durante cada turno el siguiente procedimiento en el momento de realizar el diagnóstico de los equipos compresores de gas para verificar su buen o mal funcionamiento.

- ❖ *EXAMINAR LOS CONTROLES*: Después del arranque, el restablecimiento de controles de seguridad para motores de instalación remota o con arranque automático, requiere procedimientos especiales (estándares de PETROBRAS).
- ❖ *COMPROBAR SI HAY COMBUSTIBLE*: Cerciorarse de que el combustible llega al motor. Comprobar que las válvulas estén abiertas. Examinar la posibilidad de agua, herrumbre o incrustaciones de las tuberías.
- ❖ *EXAMINAR EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO*: Ver si el nivel del agua está correcto y no hay aire atrapado en el sistema. Ver que el radiador no esté obstruido con basura, que las persianas estén abiertas y que funcione el ventilador. Ver que las válvulas de agua para el Intercambiador de calor estén abiertas. Ver si hay buena o mala circulación de agua por vientos fuertes o por instalación deficiente.
- ❖ *EXAMINAR SI HAY OBSTRUCCIONES EN LOS SISTEMAS DE ADMISIÓN DE AIRE Y DE ESCAPE*: Filtro de aire, sucio. Indicador de restricción del filtro. Obstrucción en la entrada de aire o en el escape.
- ❖ *COMPROBAR ASPECTOS MECÁNICOS*: Comprobar que el varillaje del acelerador y el gobernador esté libre de pegaduras o interferencias. Examinar las condiciones y tensión de las correas de accesorios. Si las RPM al arranque son muy bajas, comprobar acumulador o suministro de aire a presión.
- ❖ *COMPROBAR LA IGNICIÓN EN MOTORES DE GAS*: Ver si hay agua en las piezas y alambres de ignición. Ver si hay señales de corrosión en las terminales o alambres rotos. Ver si hay bujías mal calibradas o gastadas.

En la tabla 16 se podrán apreciar los parámetros que se tienen en cuenta durante la realización de un chequeo.

4.3.3 Protecciones de seguridad de las maquinas compresoras

Los compresores cuentan con las siguientes protecciones que apagan el equipo en caso de que la variable censada sobrepase el valor pre-ajustado. El compresor se apagará por cierre de la válvula de corte de combustible (shut-off) y por conexión a tierra del magneto del motor.

Configuración de las protecciones:

PROTECCION	VALOR MAXIMO	LOCALIZACION
Alta T descarga cilindros	350 / 300°F	Una en cada cilindro
Alto nivel líquidos Scrubber	Fijo	4 en cada scrubber
Vibración alta en motor	Fijo	Compresor
Vibración alta en compresor	Fijo	Motor
Vibración alta en radiador	Fijo	Radiador
Sobre-velocidad del motor	1100/1200 RPM	Panel
Baja presión aceite lubricante motor	30 psig	Panel
Baja presión aceite lubricante compresor	40 psig	Panel
Bajo nivel aceite motor	Fijo	Motor
Bajo nivel aceite compresor	Fijo	Compresor
No flujo aceite a cilindros compresores	Fijo	Lubricador compresor
Recalentamiento cilindros motor	1250°F	
Recalentamiento turbo-cargadores	1250°F	
Alta temperatura casquete bancadas motor	250°F	
Alta temperatura agua motor	210°F	Panel
Bajo nivel agua refrigeración	Fijo	radiador
Alta temperatura casquetes motor	250°F	Panel
Alta presión succión 1ª etapa	40 psig	Panel
Baja presión succión 1ª etapa	20 psig	Panel
Alta presión succión 2ª etapa	200 psig	Panel
Baja presión succión 2ª etapa	ajustable	Panel
Alta presión succión 3ª etapa	500 psig	Panel
Baja presión succión 3ª etapa	Ajustable	Panel
Alta presión de descarga	1400 psig	Panel

Tabla 17. Configuración para las protecciones de las máquinas compresoras.

Limites operacionales

PROTECCION	LIMITE MAXIMO	LIMITE MINIMO
RPM	1000	800
PRESIÓN OIL MOTOR	90 PSI	35 PSI
PRESION OIL COMPRESOR	90 PSI	35 PSI
TEMPERATURA AGUA	210°F	166°F
TEMPERATURA 1ª ETAPA	350°F	250°F
TEMPERATURA 2ª ETAPA	350°F	250°F
TEMPERATURA 3ª ETAPA	350°F	250°F
PRESION SUCCION	40 PSI	20 PSI
PRESION 1 ETAPA	220 PSI	130 PSI
PRESION 2 ETAPA	440 PSI	300 PSI
PRESION 3 ETAPA	1400 PSI	1000 PSI
PRESION DESCARGA	1400 PSI	1000 PSI
NIVEL AGUA	100 %	75%
NIVEL ACEITE MOTOR	100 %	75 %
NIVEL ACEITE COMPRESO	100 %	75 %
NIVEL LUBRICACION	100 %	75%
NIVEL TANQUE REP.	100 %	30 %
TEMPERATURA CILINDRO	1250°F	950 °F

Tabla 18. Límites operacionales de las máquinas compresoras.

Adicionalmente los compresores cuentan con una alarma de alto nivel de líquidos instalada en cada uno de los cuatro scrubber del proceso; en caso de alto nivel estos sensores darán una alarma en el “Panel” general de la estación de producción; el operador tendrá tiempo para drenar el respectivo scrubber. En caso de que el nivel continúe subiendo, la máquina se apagará por alto nivel de líquidos en el scrubber.

El sistema de compresión de gas para levantamiento artificial ha sido integrado al sistema general de cierre (shut-down) de la estación de producción; en caso que la Estación entre en situación de cierre “shutdown” los compresores que se encuentran operando serán apagados y adicionalmente se cerrará automáticamente la válvula que bloqueará la entrada de gas a los cilindros compresores.

4.4 METODOLOGÍA PARA LAS INSPECCIONES

Una vez determinada la factibilidad y conveniencia de realizar un mantenimiento predictivo a la máquina, el paso siguiente es determinar la o las variables físicas a controlar que sean indicativas de la condición de la máquina. El objetivo de esta parte es revisar en forma detallada las técnicas comúnmente usadas en el monitoreo según condición, así como el histórico de la máquina (listas de chequeo), de manera que sirvan de guía para su evaluación general. La finalidad del monitoreo es obtener una indicación de la condición (mecánica) o estado de la máquina, de manera que pueda ser operada y mantenida con seguridad y economía.

Por monitoreo, se entendió en sus inicios, como la medición de una variable física que se considera representativa de la condición de la máquina y su comparación con valores que indican si la máquina está en buen estado o deteriorada. Con la actual automatización de estas técnicas, se ha extendido la acepción de la palabra monitoreo también a la adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos. De acuerdo a los objetivos que se procura alcanzar con el monitoreo de la condición de una máquina, debe distinguirse entre vigilancia, protección, diagnóstico y pronóstico. Por tal razón en las siguientes unidades se definirán claramente los conceptos de mantenimiento industrial predictivo y preventivo, de acuerdo a criterios internacionales en mantenimiento, basados en la confiabilidad operacional; apoyo fundamental para el proceso de acreditación de la compañía en operaciones de mantenimiento de clase mundial.

- ❖ **VIGILANCIA DE MÁQUINAS:** Su objetivo es indicar cuándo existe un problema. Debe distinguir entre condición buena y mala, y si es mala indicar cuán mala es.
- ❖ **PROTECCIÓN DE MÁQUINAS:** Su objetivo es evitar fallas catastróficas. Una máquina está protegida, si cuando los valores que indican su condición llegan a valores considerados peligrosos, la máquina se detiene automáticamente.
- ❖ **DIAGNÓSTICO DE FALLAS:** Su objetivo es definir cuál es el problema específico. Pronóstico de vida la esperanza a. Su objetivo es estimar cuánto tiempo más podría funcionar la máquina sin riesgo de una falla catastrófica.

En el último tiempo se ha dado la tendencia a aplicar mantenimiento predictivo o sintomático, sea, esto mediante vibro-análisis, análisis de aceite usado, control de desgastes, etc.

Ver Anexo 12. (*Flujograma de paradas programadas para mantenimiento de un moto-compresor de gas lift*).

5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

La programación de inspecciones, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica en base a un plan establecido y no a una demanda del operario o usuario; también es conocido como Mantenimiento Preventivo Planificado. Razón por la que de aquí en adelante se plantearán las técnicas que deben aplicarse a la hora de encaminarse en operaciones de mantenimiento clase mundial, basado en la confiabilidad operacional.

5.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLANIFICADO (MPP)

Su propósito es prever las fallas manteniendo los sistemas de infraestructura, equipos e instalaciones productivas en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos.

La característica principal de este tipo de Mantenimiento es la de inspeccionar los equipos y detectar las fallas en su fase inicial, y corregirlas en el momento oportuno, sin generar traumatismos en la operación.

5.1.1 Fases del Mantenimiento Preventivo

- ❖ Inventario técnico, con manuales, planos, características de cada equipo.
- ❖ Procedimientos técnicos, listados de trabajos a efectuar periódicamente.
- ❖ Control de frecuencias, indicación exacta de la fecha a efectuar el trabajo.
- ❖ Registro de reparaciones, repuestos y costos que ayuden a planificar.

5.1.2 Ventajas del Mantenimiento Preventivo

- ❖ Confiabilidad, los equipos operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su estado, y sus condiciones de funcionamiento.
- ❖ Disminución del tiempo muerto, tiempo de parada de equipos/máquinas. Mayor duración, de los equipos e instalaciones.
- ❖ Disminución de existencias en Almacén y, por lo tanto sus costos, puesto que se ajustan los repuestos de mayor y menor consumo.

- ❖ Uniformidad en la carga de trabajo para el personal de Mantenimiento debido a una programación de actividades.
- ❖ Menor costo de las reparaciones.

6 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Se basa en un conjunto de técnicas y herramientas que permiten determinar el estado de funcionamiento de una máquina, de manera que sin necesidad de parar o desmontar, se puedan planificar acciones correctivas oportunas antes que las fallas ocurran.

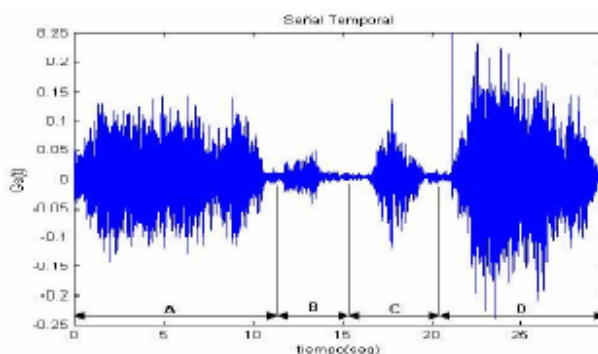
6.1 TÉCNICAS APLICADAS AL MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Existen varias técnicas aplicadas para el mantenimiento preventivo entre las cuales tenemos las siguientes:

6.1.1 Análisis de vibraciones

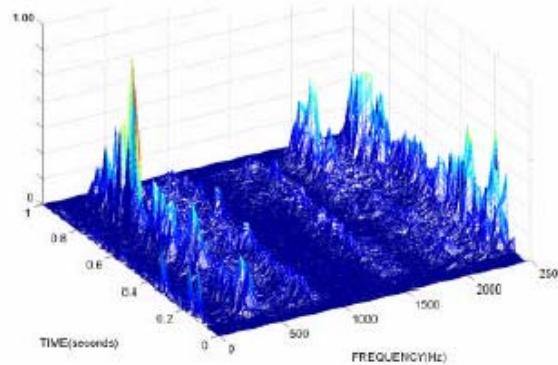
El interés de de las Vibraciones Mecánicas llega al Mantenimiento Industrial de la mano del Mantenimiento Preventivo y Predictivo, con el interés de alerta que significa un elemento vibrante en una Máquina, y la necesaria prevención de las fallas que traen las vibraciones a medio plazo.

Figura 35. Registro de vibraciones en un ciclo de trabajo



Fuente: Manual del Ingeniero de Planta.

Figura 36. Transformada Tiempo-Frecuencia



Fuente: Manual del Ingeniero de Planta.

El interés principal para el mantenimiento deberá ser la identificación de las amplitudes predominantes de las vibraciones detectadas en el elemento o máquina, la determinación de las causas de la vibración, y la corrección del problema que ellas representan. Las consecuencias de las vibraciones mecánicas son el aumento de los esfuerzos y las tensiones, pérdidas de energía, desgaste de materiales, y las más temidas: daños por fatiga de los materiales, además de ruidos molestos en el ambiente laboral, etc.

Parámetros de las vibraciones

- ❖ **FRECUENCIA:** Es el tiempo necesario para completar un ciclo vibratorio. En los estudios de Vibración se usan los CPM (ciclos por segundo) o HZ (hercios).
- ❖ **DESPLAZAMIENTO:** Es la distancia total que describe el elemento vibrante, desde un extremo al otro de su movimiento.
- ❖ **VELOCIDAD Y ACELERACIÓN:** Como valor relacional de los anteriores.
- ❖ **DIRECCIÓN:** Las vibraciones pueden producirse en 3 direcciones lineales y 3 rotacionales.

Tipos de vibraciones

- ❖ **VIBRACIÓN LIBRE:** Causada por un sistema vibra debido a una excitación instantánea.
- ❖ **VIBRACIÓN FORZADA:** Causada por un sistema vibra debida a una excitación constante las causas de las vibraciones mecánicas.

A continuación se detallan las razones más habituales por las que una máquina o elemento de la misma puede llegar a vibrar.

- ❖ Vibración debida al Desequilibrado (maquinaria rotativa).
- ❖ Vibración debida a la Falta de Alineamiento (maquinaria rotativa).
- ❖ Vibración debida a la Excentricidad (maquinaria rotativa).
- ❖ Vibración debida a la Falla de Rodamientos y cojinetes.
- ❖ Vibración debida a problemas de engranajes y correas de Transmisión (holguras, falta de lubricación, roces, etc.).

6.1.2 Análisis de lubricantes

Estos se ejecutan dependiendo de la necesidad, según:

- ❖ *ANÁLISIS INICIALES*: Se realizan a productos de aquellos equipos que presenten dudas provenientes de los resultados del Estudio de Lubricación y permiten correcciones en la selección del producto, motivadas a cambios en condiciones de operación.
- ❖ *ANÁLISIS RUTINARIOS*: Aplican para equipos considerados como críticos o de gran capacidad, en los cuales se define una frecuencia de muestreo, siendo el objetivo principal de los análisis la determinación del estado del aceite, nivel de desgaste y contaminación entre otros.
- ❖ *ANÁLISIS DE EMERGENCIA*: Se efectúan para detectar cualquier anomalía en el equipo y/o Lubricante, según:
 - Contaminación con agua
 - Sólidos (filtros y sellos defectuosos).
 - Uso de un producto inadecuado

Este método asegura que se tendrá:

- ❖ Máxima reducción de los costos operativos.
- ❖ Máxima vida útil de los componentes con mínimo desgaste.
- ❖ Máximo aprovechamiento del lubricante utilizado.
- ❖ Mínima generación de efluentes.

En cada muestra podemos conseguir o estudiar los siguientes factores que afectan a nuestra máquina:

- ❖ *ELEMENTOS DE DESGASTE*: Hierro, Cromo, Molibdeno, Aluminio, Cobre, Estaño, Plomo.
- ❖ *CONTEO DE PARTÍCULAS*: Determinación de la limpieza, ferrografía.
- ❖ *CONTAMINANTES*: Silicio, Sodio, Agua, Combustible, Hollín, Oxidación, Nitración, Sulfatos, Nitratos.
- ❖ *ADITIVOS Y CONDICIONES DEL LUBRICANTE*: Magnesio, Calcio, Zinc, Fósforo, Boro, Azufre, Viscosidad.
- ❖ *GRÁFICOS E HISTORIAL*: Para la evaluación de las tendencias a lo largo del tiempo.

De este modo, mediante la implementación de técnicas ampliamente investigadas y experimentadas, y con la utilización de equipos de la más avanzada tecnología, se logrará disminuir drásticamente:

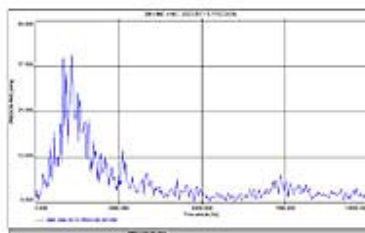
- ❖ Tiempo perdido en producción en razón de desperfectos mecánicos.
- ❖ Desgaste de las máquinas y sus componentes.
- ❖ Horas hombre dedicadas al mantenimiento.
- ❖ Consumo general de lubricantes

6.1.3 *Análisis por ultrasonido*

Este método estudia las ondas de sonido de baja frecuencia producidas por los equipos que no son perceptibles por el oído humano.

ULTRASONIDO PASIVO: Es producido por mecanismos rotantes, fugas de fluido, pérdidas de vacío, y arcos eléctricos. Pudiéndose detectarlo mediante la tecnología apropiada.

Figura 37. Esquema típico de un Análisis de ultrasonido



Fuente: Manual del Ingeniero de Planta.

El Ultrasonido permite:

- ❖ Detección de fricción en maquinas rotativas.
- ❖ Detección de fallas y/o fugas en válvulas.
- ❖ Detección de fugas de fluidos.
- ❖ Pérdidas de vacío.
- ❖ Detección de "arco eléctrico".
- ❖ Verificación de la integridad de juntas de recintos estancos.

Se denomina *Ultrasonido Pasivo* a la tecnología que permite captar el ultrasonido producido por diversas fuentes.

El sonido cuya frecuencia está por encima del rango de captación del oído humano (20-a-20.000 Hertz) se considera ultrasonido.

Casi todas las fricciones mecánicas, arcos eléctricos y fugas de presión o vacío producen ultrasonido en un rango aproximado a los 40 Khz., frecuencia con características muy aprovechables en el Mantenimiento Predictivo, puesto que las ondas sonoras son de corta longitud atenuándose rápidamente sin producir rebotes. Por esta razón, el ruido ambiental por más intenso que sea no interfiere en la detección del ultrasonido. Además, la alta direccionalidad del ultrasonido en 40 Khz. permite con rapidez y precisión la ubicación de la falla.

La aplicación del análisis por ultrasonido se hace indispensable especialmente en la detección de fallas existentes en equipos rotantes que giran a velocidades inferiores a las 300 RPM, donde la técnica de medición de vibraciones se transforma en un procedimiento ineficiente.

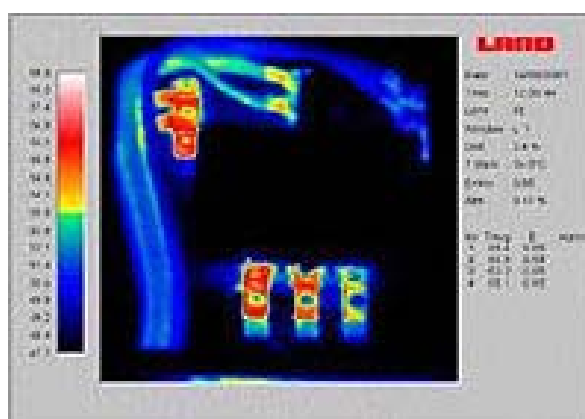
De modo que la medición de ultrasonido es en ocasiones complementaria con la medición de vibraciones, que se utiliza eficientemente sobre equipos rotantes que giran a velocidades superiores a las 300 RPM.

Al igual que en el resto del mundo industrializado, la actividad empresarial en SERVICIOS ASOCIADOS LTDA., tiene la imperiosa necesidad de lograr el perfil competitivo que le permita insertarse en la economía globalizada. En consecuencia, toda tecnología orientada al ahorro de energía y/o mano de obra es de especial interés para cualquier Empresa.

6.1.4 Termografía

La Termografía Infrarroja es una técnica que permite, a distancia y sin ningún contacto, medir y visualizar temperaturas de superficie con precisión.

Figura 38. Esquema típico de un Análisis Termográfico



Fuente: www.mantenimientomundial.com.

Los ojos humanos no son sensibles a la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras termo-gráficas, o de termo-visión, son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos, capacitados para "ver" en estas longitudes de onda. Esto nos permite medir la energía radiante emitida por objetos y, por consiguiente, determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto.

La gran mayoría de los problemas y averías en el entorno industrial - ya sea de tipo mecánico, eléctrico y de fabricación están precedidos por cambios de temperatura que pueden ser detectados mediante la monitorización de temperatura con sistema de Termo-visión por Infrarrojos. Con la implementación de programas de inspecciones termo-gráficas en instalaciones, maquinaria, cuadros eléctricos, etc. es posible minimizar el riesgo de una falla de equipos y sus consecuencias, a la vez que también ofrece una herramienta para el control de calidad de las reparaciones efectuadas.

El análisis mediante Termografía infrarroja debe complementarse con otras técnicas y sistemas de ensayo conocidos, como pueden ser el análisis de aceites lubricantes, el análisis de vibraciones, los ultrasonidos pasivos y el análisis predictivo en motores.

Pueden añadirse los ensayos no destructivos clásicos: ensayos, radiográfico, el ultrasonido activo, partículas magnéticas, etc.

El análisis mediante Cámaras Termo-gráficas Infrarrojas, está recomendado para:

- ❖ Instalaciones y líneas eléctricas de Alta y Baja Tensión.
- ❖ Cuadros, conexiones, bornes, transformadores, fusibles y empalmes eléctricos.
- ❖ Motores a gas y eléctricos, generadores, bobinados, etc.
- ❖ Reductores, frenos, rodamientos, acoplamientos y embragues mecánicos.
- ❖ Hornos, calderas e intercambiadores de calor.
- ❖ Instalaciones de climatización.
- ❖ Líneas de producción, corte, prensado, forja, tratamientos térmicos.

Las ventajas que ofrece el Mantenimiento Preventivo por Termo-visión son:

- ❖ Método de análisis sin detención de procesos productivos, ahorra gastos.
- ❖ Baja peligrosidad para el operario por evitar la necesidad de contacto con el equipo.
- ❖ Determinación exacta de puntos deficientes en una línea de proceso.
- ❖ Reduce el tiempo de reparación por la localización precisa de la Falla.
- ❖ Facilita informes muy precisos al personal de mantenimiento.
- ❖ Ayuda al seguimiento de las reparaciones previas.

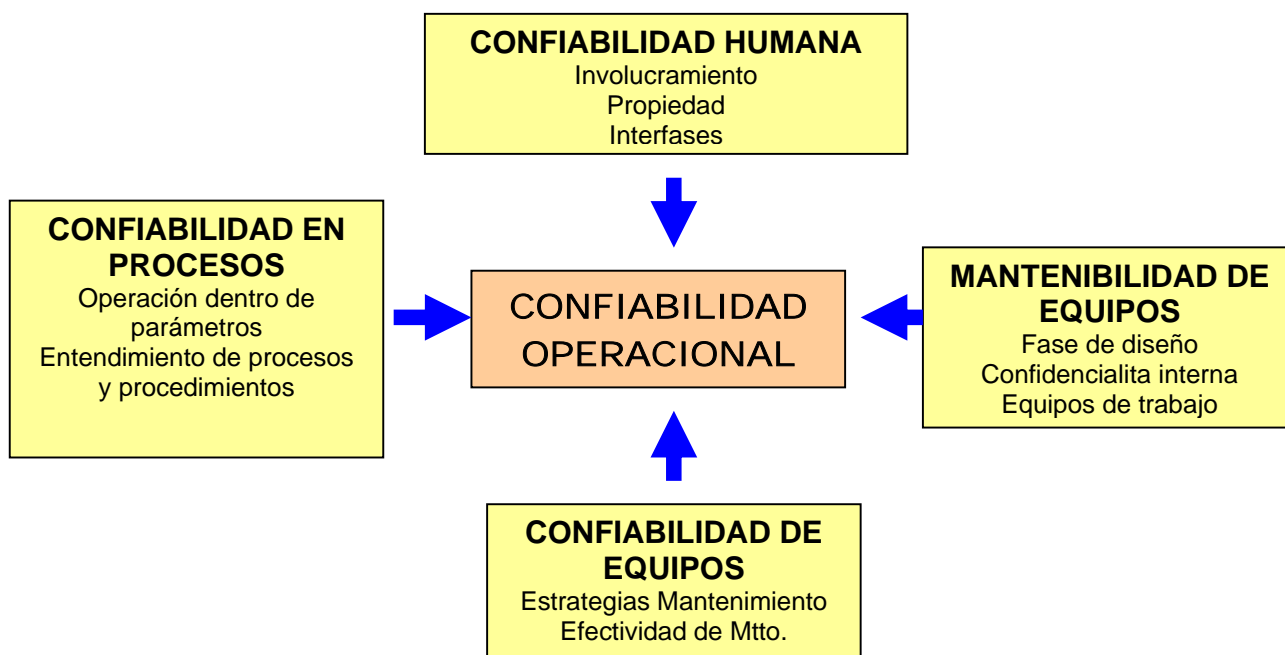
6.2 VENTAJAS DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO

- ❖ Reduce los tiempos de parada.
- ❖ Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo.
- ❖ Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
- ❖ La verificación del estado de la maquinaria, tanto realizada de forma periódica como de forma accidental, permite confeccionar un archivo histórico del comportamiento mecánico.
- ❖ Conocer con exactitud el tiempo límite de actuación que no implique el desarrollo de un fallo imprevisto.
- ❖ Toma de decisiones sobre la parada de una línea de máquinas en momentos críticos.
- ❖ Confección de formas internas de funcionamiento o compra de nuevos equipos.
- ❖ Permitir el conocimiento del historial de actuaciones, para ser utilizada por el mantenimiento correctivo. Aprovechando las facilidades que brinda el módulo SAP para mantenimiento.
- ❖ Facilita el análisis de las averías.
- ❖ Permite el análisis estadístico del sistema.

7 CONFIABILIDAD OPERACIONAL

La confiabilidad operacional como su nombre lo indica es la tenencia de confianza en la operación, que integra tanto al personal de operación, mantenimiento e ingeniería, como la maquinaria y equipos. Según el siguiente esquema.

Figura 39. Esquema de Confiabilidad Operacional



Fuente: El autor.

Como se ve, la Confiabilidad Operacional (CO) tiene cuatro entradas mayores, sobre las cuales se debe actuar si se requiere un mejoramiento continuo sostenido a largo plazo. Este proceso denominado Mejoramiento en la Confiabilidad Operacional (MCO) genera **cambios en la cultura de la organización** haciendo que esta se convierta en una organización diferente con un amplio sentido de la productividad, con una visión clara del negocio y gobernada por hechos. Cualquier hecho aislado de mejora en alguno de los cuatro frentes de CO puede traer beneficios, de hecho los trae, pero al no tomar en cuenta los demás factores es probable que estos sean limitados y/o diluidos en la organización y pasen a ser solo el resultado de un proyecto y no de una transformación.

Estos son los típicos casos de los proyectos aislados de Mantenimiento Centrado en La Confiabilidad (Reliability Centred Maintenance RCM) que está enfocado y es muy útil en la confiabilidad de los equipos, Gestión de Calidad Total (Total Quality

Management TQM) enfocada y poderosa en la confiabilidad de los procesos/calidad de producción, etc.

Caso diferente es el manejo en la cultura Japonesa donde sus planes agresivos de mejoramiento continuo usan toda una mezcla de técnicas que les permiten avanzar al ritmo deseado y generar la revolución industrial de la Calidad, pero su TQM está acompañado del Mantenimiento Productivo Total (Total Productive Maintenance TPM) y de planes agresivos de mejoramiento de la confiabilidad humana, cubriendo de este modo los cuatro factores de la CO.

En el mundo occidental la historia es diferente y generalmente se tienen fronteras muy definidas (alambradas y minadas) entre producción, mantenimiento, recursos humanos, ingeniería, etc.

Muchas veces se ha escuchado decir dentro de la organización por parte del área de Mantenimiento: Si producción colabora sería estupendo, y surge de producción la siguiente respuesta: Ese no es mi trabajo, y viceversa. Pero aún cuando se pusieran de acuerdo surge el factor económico "como problema", ya que en el momento de realizar inversiones, las compañías se muestran desinteresadas y dejan a un lado el proyecto, efectuando reparaciones locales incluyendo partes que no cumplen con las especificaciones del equipo (según el manual del fabricante), acción que a mediano plazo provoca el deterioro acelerado o daño permanente del equipo, llevando consigo costos mucho mayores. **Ver anexo 13** (Guía de referencia Internacional para un Overhaul).

7.1 HECHOS RELATIVOS A BAJA CONFIABILIDAD OPERACIONAL

- ❖ Fallas.
- ❖ Perdidas.
- ❖ Reparaciones de emergencia.
- ❖ Descontento gerencial.
- ❖ Repuestos de emergencia.
- ❖ Accidentes.
- ❖ Descontento general.
- ❖ Baja producción.
- ❖ Alta rotación de personal.
- ❖ Baja productividad.

- ❖ Menor rendimiento.
- ❖ Menor eficiencia.
- ❖ Enfermedades laborales.
- ❖ Estrés.
- ❖ Problemas Ambientales.
- ❖ Multas del Estado.
- ❖ Penalizaciones de Clientes.
- ❖ Mayor Consumo de Energía.
- ❖ Mal mantenimiento.
- ❖ Mala operación.
- ❖ Desconfianza general.
- ❖ Etc.

7.2 VENTAJAS DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL

Las empresas que insisten en confinar la Confiabilidad Operacional al departamento de Mantenimiento simplemente están dejando de lado una serie de aspectos que podrían mejorar su productividad. Por otra parte quienes aceptan esta como un tema colectivo y tratan de mejorar de una manera continua tienen una serie de ventajas competitivas sobre los anteriores.

Al investigar las experiencias de otras organizaciones alrededor del mundo se ha visto que los que ven la CO como un tema colectivo obtienen mayores resultados en sus planes de mejoramiento que aquellos que no lo hacen.

El Mejoramiento de la Confiabilidad Operacional es una ruta flexible y a la medida para compañías que buscan la excelencia empresarial y la gerencia de sus activos físicos. Es un proceso de mejoramiento continuo basado en hechos, alcanzado por una armonía de implantación de herramientas y técnicas basadas en riesgo. Las compañías que integran herramientas, técnicas y desarrollo organizativo se benefician al obtener decenas de millones de dólares cada año.

Un programa de Confiabilidad Operacional es una mezcla única de soluciones técnicas, pensamiento estructurado, motivación de trabajadores y desarrollo organizacional, todo asegurado por experiencias de primera mano probadas y datos fuertes.

8 RESULTADOS OBTENIDOS CON EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES

Mediante la utilización del equipo Analizador de Pozo, se logró determinar niveles de fluido en el espacio anular de los pozos productores con sistemas de levantamiento ESP Y PCP, haciendo uso del software *Total Well Management*, se determinan el comportamiento de los parámetros con los cuales esta trabajando el pozo, así como el de nivel de fluido.

La información obtenida permite luego de su análisis ajustar el funcionamiento de los equipos de levantamiento a las nuevas condiciones dinámicas del pozo, además que se realizó el seguimiento y análisis de los sistema de levantamiento de los pozos productores en los campos del DPSU ESP, PCP y Bombeo Mecánico, con el fin de establecer la eficiencia en sus condiciones de operación y proponer las recomendaciones que permitan optimizar el sistema, contando con el apoyo del departamento de Sonolog de SERVICIOS ASOCIADOS LTDA., e Ingeniería de PETROBRAS. Este seguimiento además permitió monitorear el comportamiento del Índice de Productividad basado en el nivel del anular, detectando a su vez problemas asociados a la producción; como daño en la formación, precipitación de sales, parafinas y asfáltenos, daño en el sistema de levantamiento o en la línea de producción, etc. Para los cuales se tomaron acciones correctivas, establecidas por PETROBAS UN-COL DPSU.

Como resultado de la investigación en las actividades 4 y 5 se logro detectar fallas a nivel organizacional, cuya solución se podrá alcanzar si la empresa se compromete con un programa eficiente denominado Mejoramiento en la Confiabilidad Operacional (MCO), generando ***cambios en la cultura de la organización***. En donde comience a reinar un ambiente festivo de trabajo en equipo, que involucra desde mantenimiento hasta ingeniería y desde despacho hasta compras, donde los problemas son vistos como oportunidades de mejora y son resueltos según su impacto en el negocio y no en función de jerarquías, donde el adiestramiento obedece a las necesidades de la empresa y no a deseos individuales, donde cada quien acepta sus responsabilidades sobre la productividad y el concepto de culpa cede ante una frase de mayor peso: PROPIEDAD.

Con un buen Mantenimiento Preventivo, se obtienen experiencias en la determinación de causas de las fallas repetitivas o del tiempo de operación seguro de un equipo, así como, el poder definir puntos débiles de instalaciones, máquinas, etc.

Esto significa que el proceso requiere soporte gerencial de alto nivel y convencimiento de que no es una tarea fácil ni a corto plazo, donde se debe hacer una inversión en adiestramiento, tiempo, dinero y recursos y donde los resultados superan con creces las predicciones.

Por ejemplo en Petróleos de Venezuela PDVSA en pleno proceso de expansión petrolera, donde se busca el aumento de producción mediante la apertura de nuevos pozos, en algunas áreas se están buscando los "pozos escondidos" que en este caso significan la ubicación y solución de problemas que están limitando la capacidad de producción instalada, permitiendo con esto el aumento de producción sin perforar ningún pozo adicional. La solución de uno solo de estos, trajo como resultado 20.000 barriles adicionales al año, sin perforar ni un solo centímetro y con un equipo de trabajo de cinco personas durante seis reuniones, basado en la confiabilidad operacional.

8.1 RESULTADO DE UN PLAN DE MEJORAMIENTO EN CONFIABILIDAD OPERACIONAL

La confiabilidad Operacional está basada sobre una aproximación de sentido común hacia la eficiencia empresarial. Esta no es una fórmula mágica para triunfar, pero introduce una aproximación sistemática hacia la remoción de las causas de fallas y los actores de mala confiabilidad que afectan los procesos críticos y la rentabilidad total de la empresa.

Es la fuerza de trabajo que resuelve los problemas y provee la entrada que asegura el éxito. Pero sin el compromiso y el involucramiento de la organización, aun con su mayor esfuerzo no triunfará.

La confiabilidad Operacional crea un nuevo papel para los gerentes: crear el ambiente para que los resultados sean obtenidos.

Los resultados pueden ser estruendosos. No solo en términos de productividad y rentabilidad mejorada, sino también en términos de confiabilidad de los equipos, en motivación de actitudes en el personal, seguridad y entendimiento a largo plazo.

Veamos algunas opiniones:

- ❖ *La confiabilidad Operacional no es solo una iniciativa, es solo una mejor manera de manejar los negocios. Esta cambia la manera con la que la fuerza de trabajo piensa y actúa y provee las herramientas de confiabilidad para ayudarlos. John Thorton, Gerente Div. B., Refinería Humber Conoco.*
- ❖ *"Cuando comenzamos con Confiabilidad Operacional la gente pensaba que lo sabía todo. Haciendo Análisis Causa Raíz se convencieron que tenían mucho que aprender y han estado aprendiendo." J. Álvarez, Gerente de Unidad de Producción Centro Refinación Paraguaná, Venezuela.*

CONCLUSIONES

- ❖ Se Realizó el reconocimiento y análisis general de las condiciones actuales de operación en los Campos Yaguará y Río Ceibas, con la finalidad de identificar las fortalezas y falencias del sistema de tratamiento de fluidos obtenidos durante la producción, lo que permitió determinar las acciones a seguir optimizando los sistemas de producción.

- ❖ Gracias al apoyo técnico obtenido por parte de las empresas SERVICIOS ASOCIADOS LTDA. y PETROBRAS, y a la metodología aplicada en el estudio de optimización de las facilidades de superficie y de control, de los sistemas que intervienen dentro de las estaciones de producción (Los Mangos y Río Ceibas) que comprenden el DPSU., se encontraron alternativas que permitirán el aumento de la eficiencia en las actividades productivas, adoptando una nueva cultura organizacional, basado en la Confiabilidad Operacional.

- ❖ En un ambiente de Confiabilidad Operacional el mantenimiento de equipos, infraestructuras, herramientas, maquinaria, etc. representa una inversión que a mediano y largo plazo acarreará ganancias no sólo para la empresa quien realiza esta inversión, sino que se le revertirá en la mejora de la producción, aumento en las utilidades e igualmente, en el ahorro que representa tener trabajadores sanos e índices de accidentalidad bajos.

- ❖ Es importante considerar que la productividad de una industria aumentará en la medida que las fallas en las máquinas disminuyan de una forma sustentable en el tiempo. Para lograr lo anterior, resulta indispensable contar con el compromiso de la organización y una estrategia de mantenimiento apropiada, con el apoyo del personal capacitado tanto en el uso de las técnicas de análisis y diagnóstico de fallas; con conocimiento suficiente sobre las características de diseño, funcionamiento de las máquinas, y contando con repuestos que cumplan con las especificaciones del equipo (según manual del fabricante).

BIBLIOGRAFIA

- ❖ MANUALES DE OPERACIÓN Campos Los Mangos y Río Ceibas.
- ❖ PROYECTO D74, Fase I y II: “Ampliación capacidad de la estación Yaguará”. PETROBRAS INTERNATIONAL B.V.
- ❖ ESTUDIO DE OPTIMIZACION DE FACILIDADES DE PRODUCCION Campos Yaguará y Río Ceibas. PETROBRAS INTERNATIONAL B.V.
- ❖ INTRODUCTION TO PETROLEUM PRODUCTION, Volume 2, D.R. Skinner.
- ❖ MANEJO DE PRODUCCION EN CAMPOS DE PETROLEO, Abel Naranjo A.
- ❖ *WELL ANALYZER ECHOMETER*, Manual de operaciones.
- ❖ CURSO DE PCP. Universidad Surcolombiana.
- ❖ CURSO MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS, Universidad Industrial de Santander.
- ❖ MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA MOTORES VGF # 6238. PETROBRAS
- ❖ MANUAL 6248 WAUKESHA. VHP MOTORES 5108/5790/7042/9390 G/GSI/GL. PETROBRAS
- ❖ MANUAL DE REPARACIÓN Y OVERHAUL. Campos Los Mangos y Río Ceibas.
- ❖ MANUAL DEL INGENIERO DE PLANTA. Rosaler, Robert C. (2002). Mac-Graw-Hill/Interamericana de Editores, S.A. de C.V.
- ❖ ENCICLOPEDIA DEL MANAGEMENT. Bittel, L./Ramsey, J. (1992). Ediciones Centrum Técnicas y Científicas. Barcelona, España.

Páginas Web.

- ❖ www.solomantenimiento.com
- ❖ www.mantenimientomundial.com

ANEXOS